院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电力系统
设 计 手 册

电力工业部电力规划设计总院 编

中国电力出版社

VISIT…

LANZAROTE Caliente.COM

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

内 容 提 要

本手册系统地介绍了电力系统规划设计的内容和方法，主要内容有：电力负荷预测与分析；电力电量平衡；火力发电厂和核电厂的厂址选择；变电所的所址选择和送电线路的路径选择；电源规划；网络方案设计；无功补偿；发、输、变电设备的数学模型及网络参数计算；潮流计算；短路电流计算；系统稳定计算；内过电压和潜供电流计算；其他电气计算；经济比较方法；发、变电设备规范及电气参数。书中还给出了设计常用的技术方法、计算公式、数据资料、图表曲线，可供查用、参考。

本手册是电力系统设计人员必备的专业技术工具书，也可供从事电力系统规划、计划、动能经济、调度、运行等工作的专业人员及大专院校有关专业的师生参考。

图书在版编目（CIP）数据

电力系统设计手册/电力工业部电力规划设计总院编.
北京：中国电力出版社，1998
ISBN 7-80125-564-X

Ⅰ．电… Ⅱ．电… Ⅲ．电力系统－设计－手册
Ⅳ．TM7-62

中国版本图书馆 CIP 数据核字（97）第 26839 号

中国电力出版社出版、发行
（北京三里河路 6 号 邮政编码 100044）
三河市实验小学印刷厂印刷
各地新华书店经售
*
1998 年 6 月第一版 1998 年 6 月北京第一次印刷
787 毫米×1092 毫米 16 开本 36.25 印张 816 千字
印数 0001—4420 册 定价 60.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

（本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换）

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

前 言

近年来我国 330～500kV 超高压电力系统已陆续建立成网，替代了原 220kV 电网在系统中的地位，系统发展进入了一个新时期。由于电网电压的升高，产生了一些超高压电网特有的技术问题。过去西北、东北电力设计院内部编写出版的电力系统设计手册，已不能满足新时期工作的要求，为此电力规划设计总院组织各设计院在总结过去几十年工作的基础上，遵循我国有关规程、规定与导则，编撰了这本《电力系统设计手册》。

在编撰过程中，我们尽量做到技术理论与工作经验相结合，并与规程、规定、导则相一致，力求做到：

（1）使手册既有理论基础，又有经验总结，更具实用性，把建国后培养起来的一大批系统设计人员的工作经验融汇到手册中去，为今后工作奠定基础。

（2）手册涉及的电压等级以 220～500kV 为主，兼顾 220kV 以下系统。手册中所提供的资料、数据、公式等力求准确可靠，使用方便，能够起到提高设计质量和加速设计进度的作用。

（3）系统设计工作是一项政策性很强的工作，手册虽没有规程、规定、导则的约束力，但应与现行的技术政策保持良好的一致性，故在编撰中我们认真贯彻执行国家现行的方针政策，力求符合法规、规程、规定、导则以及专业技术规程的规定，使本书成为规程、规定、导则的具体体现，并起到补充、解释和示范的作用。

我们期望这样一本专业技术工具书，能够为从事系统设计的读者提供一定的专业基本技术知识和实用数据资料，能够对较熟练的设计人员起到备忘、参考的作用，对新参加工作的系统设计人员起到指导、提示、引据和咨询的作用。

本手册仅列出部分发变电设备规范及电气参数，其他有关发变电设备的规范可参见《电力工程电气设备手册》。

由于专业水平所限，编撰时间过长，难免会出现多种错误，再加上电力系统技术发展迅速，使手册很难与时代同步。因此，恳切期望读者在使用中将发现的问题和错误，及时提出，以便再版时修正，谢谢。

编 者

1995 年 12 月

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

目　录

前　言
第一章　总论 …… 李耕文 (1)
第一节　电力系统规划设计的重要性及其作用 …… (1)
第二节　电力系统规划设计的任务、内容及业务范围 …… (1)
一、电力系统规划设计的任务和内容 …… (1)
二、电力系统发展规划的业务范围 …… (3)
三、电力系统发展设计的业务范围 …… (3)
第三节　电力系统规划设计的程序和方法 …… (3)
一、电力系统规划设计的基本准则 …… (3)
二、电力系统规划设计的程序 …… (4)
三、电力系统规划设计的方法 …… (4)
第四节　准备工作与调查研究 …… (7)
一、电力系统现状调查 …… (7)
二、调查确定电力负荷发展水平 …… (10)
三、调查掌握电源、电网发展的资料 …… (12)
第二章　电力负荷预测与分析 …… 陈淑真 (13)
第一节　概述 …… (13)
第二节　电力负荷的分类 …… (13)
一、电力负荷按物理性能分类 …… (13)
二、电力负荷按电能的生产和销售过程分类 …… (14)
三、电力负荷按突然中断供电造成的损失程度分类 …… (14)
四、电力负荷按用电特性分类 …… (14)
五、电力负荷按所属行业分类 …… (14)
六、电力负荷按在电网中的用电层次分类 …… (15)
第三节　电力负荷预测方法 …… (15)
一、调查研究 …… (15)
二、负荷预测方法 …… (16)
三、最大负荷预测方法 …… (22)
四、变电所最大供电负荷和全网最大发电负荷的计算 …… (23)
第四节　电力负荷曲线的种类及特性指标 …… (26)
一、电力负荷曲线的种类 …… (26)
二、电力负荷曲线特性指标 …… (27)
第五节　电力负荷曲线的编制 …… (31)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一、日负荷曲线的编制 …… (31)
二、年负荷曲线的编制 …… (33)
第三章 电力电量平衡 …… 陈淑真 (35)
第一节 概述 …… (35)
一、电力电量平衡的目的与要求 …… (35)
二、电力平衡中的容量组成 …… (35)
第二节 电力系统的备用容量 …… (36)
一、负荷备用容量的确定 …… (36)
二、检修备用容量的确定 …… (36)
三、事故备用容量的确定 …… (37)
第三节 水电厂的运行特性 …… (38)
一、水电厂的分类 …… (38)
二、水电厂的水库各项特征水位及相应库容 …… (39)
三、水库径流调节的作用和水利水能计算 …… (40)
四、水电厂工作容量的计算 …… (41)
五、抽水蓄能电厂的作用、建设的必要条件和经济比较 …… (44)
第四节 火电厂及核电厂的运行特性 …… (45)
一、火电机组的分类 …… (45)
二、火电厂的特点 …… (46)
三、核电厂的分类 …… (47)
四、核电厂的运行特点 …… (47)
第五节 电力电量平衡计算 …… (47)
一、电力电量平衡中代表水文年的选择 …… (47)
二、电力平衡代表年、月的选择 …… (48)
三、电力电量平衡表的编制 …… (49)
四、分区间的电力电量交换 …… (51)
第四章 火力发电厂和核电厂的厂址选择 …… 孔庆东 (53)
第一节 火力发电厂的厂址选择 …… (53)
一、概述 …… (53)
二、电厂用地 …… (54)
三、电厂用水量 …… (56)
四、电厂的燃料用量 …… (57)
五、电厂灰渣量 …… (58)
第二节 核电厂的厂址选择 …… (59)
一、概述 …… (59)
二、对有关外部自然事件的评价 …… (60)
三、对有关外部人为事件的评价 …… (61)
四、确定核电厂对厂区周围的潜在影响 …… (61)
五、人口分布 …… (62)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附录 4-1 火力发电厂厂址选择中的有关问题 …… (62)
第五章 变电所的所址选择和送电线路的路径选择 …… 孔庆东 (110)
第一节 变电所的所址选择 …… (110)
一、变电所的类型 …… (110)
二、变电所的电气主接线及其设备的选择 …… (111)
三、高压配电装置型式的选择 …… (112)
四、各种类型变电所占地面积 …… (112)
五、变电所的所址选择 …… (113)
第二节 送电线路的路径选择 …… (114)
一、送电线路对周围环境的要求及其影响 …… (114)
二、送电线路的路径选择 …… (118)
第六章 电源规划 …… 傅承才 (121)
第一节 概述 …… (121)
第二节 按发电机组类型优化的电源规划（WASP） …… (122)
一、概述 …… (122)
二、数学模型 …… (122)
三、程序结构和数据处理 …… (123)
四、算法概要 …… (127)
五、主要参数计算规模 …… (129)
第三节 按发电厂优化的电源规划（JASP） …… (129)
一、概述 …… (129)
二、模型结构 …… (130)
第四节 电源方案的常规设计方法 …… (132)
一、概述 …… (132)
二、常规设计方法的步骤 …… (132)
第五节 发电系统可靠性计算 …… (137)
一、概述 …… (137)
二、计算原理和方法 …… (137)
第七章 网络方案设计 …… 傅承才 (142)
第一节 概述 …… (142)
一、电网设计的一般内容 …… (142)
二、电网设计应具备的条件 …… (142)
三、电网设计的基本原则 …… (143)
四、电网设计的安全稳定标准 …… (143)
第二节 电力网的电压等级选择 …… (145)
一、电力网电压选择的原则 …… (145)
二、电力网电压等级选择 …… (146)
第三节 网络结构设计一般方法 …… (148)
一、方案形成 …… (148)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、方案检验 …… (150)
第四节 发电厂接入系统 …… (152)
一、发电厂接入系统的原则 …… (152)
二、发电厂的机组容量 …… (153)
三、发电厂接入系统的电压等级 …… (154)
四、发电厂与系统连接的网络方案 …… (154)
第五节 受端系统与联络线设计 …… (155)
一、受端系统设计 …… (155)
二、系统联络线设计 …… (156)
第六节 主变压器选择 …… (158)
一、主变压器容量和台数 …… (158)
二、主变压器型式的选择 …… (160)
三、主变压器阻抗和电压调整方式的选择 …… (167)
第七节 电气主接线 …… (168)
一、概述 …… (169)
二、6～220kV 主接线 …… (171)
三、330～500kV 超高压配电装置的基本接线 …… (175)
四、大型电厂的电气主接线 …… (177)
五、中小型电厂的电气主接线 …… (179)
第八节 架空送电线路导线截面及输电能力 …… (179)
一、架空送电线路导线截面选择和校验 …… (179)
二、架空送电线路输电能力 …… (184)
第九节 电力网中性点的接地方式 …… (190)
一、概述 …… (190)
二、单相接地电容电流的计算 …… (190)
三、消弧线圈的选择 …… (191)
四、接地系数对健全相动态电压升高的影响 …… (192)
五、中性点直接接地系统接地点的选择 …… (192)
第十节 二次系统有关知识 …… (193)
一、继电保护 …… (193)
二、电网安全自动装置 …… (201)
三、电力系统通信与调度自动化 …… (206)
第十一节 高压直流输电 …… (209)
一、概述 …… (209)
二、直流输电电压等级的选择 …… (211)
三、交直流输电经济比较 …… (213)
四、直流输电线路导线截面的选择 …… (216)
五、换流变压器的选择 …… (216)
六、无功补偿容量的确定 …… (217)
七、换流阀片参数的选择 …… (217)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第八章 无功补偿 …… 何善瑾 (220)
第一节 概述 …… (220)
一、一般概念 …… (220)
二、无功电源不足对系统的影响 …… (221)
第二节 无功补偿设计原则 …… (222)
一、无功补偿与电网电压标准 …… (222)
二、按电压原则进行补偿 …… (223)
三、按经济原则进行补偿 …… (223)
四、无功补偿优化 …… (223)
第三节 无功负荷 …… (224)
一、无功负荷的静态特性 …… (224)
二、无功负荷的确定 …… (225)
第四节 无功电源 …… (227)
一、同步发电机 …… (227)
二、调相机 …… (228)
三、线路充电功率 …… (228)
四、并联电容器 …… (229)
五、静止无功补偿器（SVC） …… (229)
第五节 并联无功补偿设备选型 …… (230)
一、一般情况 …… (230)
二、调相机、静止无功补偿器、电容器电抗器组的选型 …… (231)
三、高压电抗器和低压电抗器选型 …… (231)
第六节 无功电力平衡 …… (232)
一、电力系统的无功电力平衡 …… (233)
二、地区电力系统的无功电力平衡 …… (233)
三、500（330）kV电网层的无功平衡 …… (234)
四、电压崩溃 …… (235)
五、无功电源的调节 …… (235)
第七节 无功补偿容量的配置 …… (237)
一、用户的补偿容量 …… (237)
二、220kV及以下地区电网无功补偿容量配置 …… (237)
三、500（330）kV电网无功补偿装置配置 …… (240)
四、电缆线路电抗器的补偿 …… (240)
第八节 电容器补偿装置对高次谐波的防范 …… (240)
一、电容器组接入系统后高次谐波的状态 …… (241)
二、投入并联电容器装置后防止高次谐波危害的一般措施 …… (243)
第九节 分组容量的选择 …… (244)
一、确定分组容量的原则 …… (244)
二、分组容量的选择 …… (244)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十节 交、直流系统间无功补偿容量的协调……(249)
一、直流输电系统的无功负荷及电源……(249)
二、换流站无功补偿的一般原则……(249)
三、换流站中电容器分组容量及其影响……(249)
四、换流站无功电源的调节……(250)
第九章 发输变电设备的数学模型及网络参数计算……钱丞谟 (251)
第一节 同步电机的数学模型及有关参数……(251)
一、同步电机的数学模型……(251)
二、同步电机的有关参数……(251)
第二节 输电线的数学模型及有关参数……(251)
一、几何平均半径计算……(251)
二、几何平均距离计算……(255)
三、单回输电线的参数计算……(256)
四、同杆双回输电线的参数计算……(261)
五、输电线路的等值回路……(269)
六、电力电缆的参数计算……(273)
第三节 变压器的数学模型……(279)
一、双绕组变压器的正序等值回路和参数计算……(279)
二、三绕组变压器的正序等值回路和参数计算……(281)
三、变压器的零序等值回路……(283)
附录 9-1 同步电机的基本方程、相量图及参数……(290)
附录 9-2 500kV 及 220kV 架空线电气参数……(303)
第十章 潮流计算……尹朗威 (312)
第一节 潮流计算的目的和内容……(312)
一、目的和内容……(312)
二、计算的基本要求和分析要点……(312)
第二节 潮流计算的基本公式……(312)
一、潮流计算的基本公式……(312)
二、潮流计算程序简介……(312)
三、潮流计算的数学模型……(313)
四、潮流计算中的直流输电模拟……(314)
第三节 功率分布计算……(315)
一、电网的功率分布计算……(315)
二、不同电压级并列运行的功率分布计算……(318)
第四节 电网的功率损耗和电能损耗……(319)
一、功率损耗计算……(319)
二、电能损耗计算……(321)
第五节 电力系统电压调整……(322)
一、电力系统电压调整的必要性……(322)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、电压质量及允许偏差标准 …… (322)
三、电力系统中枢点电压控制 …… (323)
第六节 电力系统的主要调压措施 …… (323)
一、电力系统的主要调压措施 …… (323)
二、改变发电机端电压进行调压 …… (324)
三、同步调相机调压 …… (324)
四、并联补偿调压 …… (324)
五、改变变压器分接头进行调压 …… (326)
六、串联补偿调压 …… (331)
七、有关调压的一些原则 …… (334)
附录 10-1 静止补偿器的各种接线及特性 …… (335)
第十一章 短路电流计算 …… 马昆展 (341)
第一节 电力系统短路电流计算的目的、假定条件和计算步骤 …… (341)
一、计算的目的和内容 …… (341)
二、计算的假定条件 …… (341)
三、计算步骤 …… (341)
第二节 系统阻抗图的编制 …… (342)
一、标么值的基本关系 …… (342)
二、各元件电抗标么值的计算 …… (343)
三、电力系统序网的建立 …… (344)
第三节 三相短路电流的计算 …… (347)
一、基本计算公式 …… (347)
二、三相短路电流的计算 …… (347)
第四节 不对称短路电流的计算 …… (349)
一、不对称短路的概念 …… (349)
二、对称分量法简介 …… (350)
三、不对称短路的复合序网和正序等效定则 …… (350)
四、不对称短路的计算机算法 …… (351)
第五节 限制短路电流的措施 …… (352)
一、从电网结构上可以采取的限流措施 …… (352)
二、发电厂和变电所中可以采取的限流措施 …… (352)
第十二章 系统稳定计算 …… 范寿鑫 (353)
第一节 稳定计算的目的和内容 …… (353)
第二节 系统静态稳定计算 …… (354)
一、基本概念 …… (354)
二、静态稳定储备系数 …… (356)
三、静稳定计算方法 …… (358)
第三节 暂态稳定和动态稳定计算 …… (359)
一、暂态稳定和动态稳定的基本概念 …… (359)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、暂（动）态稳定计算方法 ………………（360）
第四节 稳定计算参数的准备及系统各元件的模拟………………（361）
一、发电机有关参数的计算和考虑 ………………（361）
二、励磁系统 ………………（362）
三、调速系统 ………………（362）
四、负荷模型 ………………（363）
五、网络简化 ………………（364）
六、起始运行方式的选择 ………………（364）
七、故障类型、故障点及重合闸时间的选择 ………………（364）
第五节 稳定计算结果分析………………（365）
一、网络结构对系统稳定的影响 ………………（366）
二、运行方式对系统稳定的影响 ………………（366）
三、励磁系统对系统稳定的影响 ………………（366）
四、安全自动装置对系统稳定的影响 ………………（366）
第六节 提高电力系统稳定的措施………………（366）
一、提高静态稳定的措施 ………………（366）
二、提高暂态稳定的措施 ………………（367）
三、系统采用提高稳定措施的考虑 ………………（368）
第七节 交直流并列系统的稳定问题………………（369）
第八节 电力系统低频振荡………………（369）
一、基本特性 ………………（369）
二、分析方法 ………………（369）
三、低频振荡试验实例 ………………（370）
第九节 电力系统中的次同步谐振（SSR） ………………（371）
一、次同步谐振的基本概念 ………………（371）
二、次同步谐振问题的研究方法 ………………（373）
三、抑制次同步谐振措施介绍………………（373）
第十节 发电机失磁对系统稳定的影响………………（375）
一、发电机的失磁过程 ………………（375）
二、发电机失磁对电力系统的影响及其估算方法 ………………（377）
三、防止失磁严重后果的措施………………（378）
第十三章 内过电压和潜供电流计算 ………………钱兆祺（380）
第一节 电力系统过电压概述………………（380）
第二节 暂时过电压………………（380）
一、接地故障 ………………（381）
二、负载突变 ………………（381）
三、法兰梯效应 ………………（381）
四、谐振 ………………（382）
五、耦合线路谐振 ………………（383）

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

六、铁磁谐振 …………………………………………………………………………… (383)
七、对以变压器为终端的线路进行充电 ……………………………………………… (384)
第三节 工频过电压 …………………………………………………………………… (384)
一、工频过电压的研究对象 …………………………………………………………… (384)
二、工频过电压计算 …………………………………………………………………… (385)
三、限制工频过电压的措施 …………………………………………………………… (385)
第四节 操作过电压 …………………………………………………………………… (386)
一、输电线路的充电和重合闸 ………………………………………………………… (387)
二、感性和容性电路的操作 …………………………………………………………… (388)
三、故障发生和故障消除 ……………………………………………………………… (391)
四、断路器两端的恢复电压 …………………………………………………………… (392)
五、操作过电压的计算工具 …………………………………………………………… (393)
六、限制操作过电压的措施 …………………………………………………………… (396)
第五节 潜供电流和恢复电压 ………………………………………………………… (400)
一、无感性补偿线路的潜供电流和恢复电压计算 …………………………………… (401)
二、中性点小电抗器 …………………………………………………………………… (405)
三、感性补偿线路的潜供电流和恢复电压计算 ……………………………………… (407)
四、工频谐振过电压计算 ……………………………………………………………… (411)
第六节 同步电机自励磁 ……………………………………………………………… (413)
一、自励磁类型 ………………………………………………………………………… (413)
二、自励磁边界 ………………………………………………………………………… (415)
第十四章 其他电气计算 …………… 罗树年 李耕文 陈淑真 赵章泰 (418)
第一节 冲击负荷对电力系统的影响 ………………………………………………… (418)
一、冲击负荷特性 ……………………………………………………………………… (418)
二、冲击负荷对电力系统的影响 ……………………………………………………… (420)
三、冲击负荷对电力系统影响的计算 ………………………………………………… (420)
四、抑制冲击负荷对电力系统干扰的技术措施 ……………………………………… (426)
第二节 单相工频电气化铁道对电力系统的影响及其计算方法 ……………………… (428)
一、单相工频牵引供电系统 …………………………………………………………… (429)
二、负序分量的计算方法及其对电力系统的影响 …………………………………… (432)
三、谐波分量影响的计算方法 ………………………………………………………… (445)
第三节 谐波对电力系统的影响 ……………………………………………………… (448)
一、概述 ………………………………………………………………………………… (448)
二、有关谐波的几个概念 ……………………………………………………………… (448)
三、电力系统中的主要谐波源 ………………………………………………………… (449)
四、谐波对电力系统中主要设备的危害及其允许值 ………………………………… (456)
五、谐波潮流计算 ……………………………………………………………………… (461)
六、减轻谐波电流的技术措施 ………………………………………………………… (466)
第四节 重合闸的应用对大容量汽轮发电机的影响 …………………………………… (470)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一、问题的起因 …… (470)
二、三相和单相重合闸的应用对大容量汽轮发电机轴系扭振的影响与分析 …… (471)
三、大容量汽轮发电机轴系机械扭矩应力分布 …… (472)
四、几种用来计算轴系扭振的程序 …… (472)
五、轴系扭振计算中需考虑的因素及所需参数 …… (473)
第十五章 经济比较方法 …… 肖文涛 (474)
第一节 概述 …… (474)
一、经济比较的意义 …… (474)
二、经济比较评价的原则 …… (474)
三、经济比较评价的注意事项 …… (474)
四、不同经济评价方法的含义与差别 …… (475)
第二节 最小费用法 …… (476)
一、费用现值比较法（简称现值比较法） …… (476)
二、计算期不同的现值费用比较法 …… (476)
三、年费用比较法 …… (477)
第三节 净现值法 …… (478)
第四节 内部收益率法和差额投资内部收益率法 …… (479)
一、内部收益率法 …… (479)
二、差额投资内部收益率法 …… (479)
第五节 折返年限法及相关计算法 …… (479)
第六节 财务评价方法简介 …… (480)
一、财务内部收益率（*FIRR*） …… (480)
二、投资回收期 …… (480)
三、固定资产投资借款偿还期 P_d …… (481)
第七节 国民经济评价方法简介 …… (481)
一、经济内部收益率 …… (481)
二、经济净现值 …… (482)
三、经济净现值率 …… (482)
第八节 各类方案比较宜考虑的因素 …… (482)
一、一般性的小方案比较 …… (482)
二、同一电网的火电厂址方案比较 …… (482)
三、水、火电厂方案比较 …… (482)
四、不同水电厂开发方案 …… (483)
五、电源已定的不同网架方案比较 …… (483)
六、联网方案比较 …… (483)
七、输煤送电方案比较 …… (483)
附录 15-1 方案比较有关问题的计算 …… (483)
附录 15-2 方案比较常用表格 …… (494)
附录 15-3 现值系数表 …… (494)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十六章 发变电设备规范及电气参数
…………………………………………陈淑真 何善瑾 朱云生 纪雯 (501)
附录 16-1 发变电设备规范 ………………………………………………………… (501)
附录 16-2 发变电设备电气参数 ………………………………………………………… (536)
参考文献……………………………………………………………………………… (564)

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第一章 总 论*

编者 李研文 审者 胡炳荣

第一节 电力系统规划设计的重要性及其作用

电能是目前世界各国能源消费的主要形式之一。电能做为一种特殊的商品，不能大量储存，它的生产、运输、销售和消费是同时完成的。用户对电能需求的不断增长，只有通过电力工业本身的基本建设以不断扩大电力系统的规模才能满足。要满足国民经济发展的需要，电力工业必须先行，因此做好电力工程建设的前期工作，落实发、送、变电本体工程的建设条件，协调其建设进度，优化其设计方案，其意义尤为重大。电力系统规划设计正是电力工程前期工作的重要组成部分，它是关于单项本体工程设计的总体规划，是具体建设项目实施的方针和原则，是一项具有战略意义的工作。电力系统规划设计工作应在国家产业和能源政策指导下，在国民经济综合平衡的基础上进行，首先应该进行长期电力规划，经审议后在此基础上从电力系统整体出发进一步研究并提出电力系统具体的发展方案及电源和电网建设的主要技术原则。

电力工业的发展速度及其经济合理性不仅关系到电力工业本身能源利用和投资使用的经济和社会效益，同时也将对国民经济其他行业的发展产生巨大的影响。正确、合理的电力系统规划设计实施后可以最大限度地节约国家基建投资，促进国民经济其他行业的健康发展，提高其他行业的经济和社会效益，因而其重要性是不可低估的。

第二节 电力系统规划设计的任务、内容及业务范围

电力系统规划设计工作分为电力系统发展规划（长期，15～30 年）和电力系统发展设计（中期，5～15 年）两个阶段。与此相衔接的电力建设计划（短期，5 年以下）不属于规划设计阶段，其任务和内容是电力综合计划部门的工作范畴。

一、电力系统规划设计的任务和内容

（一）电力系统发展规划的任务和内容

电力系统发展规划的任务是研究长期电力系统发展的规模及其速度，是以一省、一个大区甚至全国范围未来国民经济的发展为基础，以动力资源和其他经济资源为条件，测算

* 电力系统规划与设计是电力系统工作不可分割的两部分工作，设计是规划的继续与深化，因此本章的论述也涉及规划的有关问题。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

用户对电力、电量的需求，分析合理的电源构成、布局、装机规模及单机容量，研究新的输电方式和更高的电压等级以及对新的发、输、变电设备的需求，估算未来电力系统发展所需要的资金和各类燃料数量，提出电力工业发展所需超前研究的科研课题和建设方针。因此，电力工业发展规划涉及的范围是相当广泛的。如巨型水、火电厂的建设涉及到大江大河的流域规划、大型煤电基地的规划以及铁路交通运输部门的规划等，同时也涉及到一些规划的专门课题如水、火电电源的比例问题，输煤输电问题，扩大再联网问题等等。这些问题都必须经过综合分析，统筹安排来解决。

（二）电力系统发展设计的任务和内容

电力系统发展设计的任务是通过对未来5～15年电力系统的发展规模的研究，合理设计电源和网络建设方案，统一和协调发、输、变电工程的配套建设项目，确定设计年度内系统发展的具体实施方案。电力系统设计工作视研究的地域范围和解决技术问题的侧重点不同可以分为以下几类。

1. 大区电力系统设计

大区电力系统设计的任务是以系统内大电源的接入和主网络方案为研究对象，主要解决系统内主力电厂的合理布局和主网架的结构问题，相应于推荐方案的无功补偿容量及其配置，某些系统运行技术条件的校核，可能采取的技术措施及实施方案（如系统调峰、调频、调相调压及系统稳定、短路电流、过电压等问题）。

2. 省或地区系统设计

省或地区系统设计的任务是在大区系统主力电源接入系统方案和主网架方案已经确定的条件下，研究省及地区电源接入系统方式及二次电压等级的网络方案，通过系统潮流、调相调压及短路电流计算，提出省及地区的系统接线方案及相应需要建设的输变电项目（包括无功补偿配置）。

3. 电厂接入系统设计

电厂接入系统设计的任务是根据负荷分布和电厂合理供电范围，研究电厂最佳接入系统方式（包括电压等级及出线回路数）、电厂送出工程相关网络方案、建设规模及无功补偿配置，并提出系统运行对设计电厂的技术要求（如稳定措施、调峰、调频、调压设备的规范及发电机的进相及调相能力等）。

4. 本体工程设计的系统专业配合

本体工程设计的系统专业配合的任务是把电厂接入系统设计中确定的技术原则落实到具体工程设计中去，包括设计规模，分期建设方案，电气主接线、主设备规范，建设进度、技术条件校核及可能采取的措施等。系统专业的配合资料是本体工程设计的依据和基础资料。

5. 电力系统专题设计

为解决设计年限内系统中出现的专门技术问题，需要进行系统专题设计，其范围主要有：

1）系统扩大联网设计；

2）系统高一级电压等级论证；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

3）交、直流输电方式选择；

4）电源开发方案优化论证；

5）输煤输电方案比较；

6）弱受端系统供电方案；

7）特殊负荷的供电方案；

8）发电机励磁方式论证；

9）发电机快控汽门控制方式研究；

10）新技术设备的应用研究。

二、电力系统发展规划的业务范围

1）对规划年份电力负荷的发展进行预测，并对用电负荷的构成及特性进行分析；

2）进行规划年份的电力、电量平衡；

3）对规划地域内发电能源情况进行调查，并对其开发及运输条件进行分析；

4）参与发电厂的可行性研究；

5）对电源建设方案进行优化论证；

6）提出相应的主系统网架方案；

7）提出系统逐年新增发电容量及退役容量，规划期发送变电工程项目及其规模，规划期及逐年基建总投资和筹措设想；

8）规划方案的技术经济指标及经济效益；

9）应完成的前期工作及科研项目。

三、电力系统发展设计的业务范围

1）进一步分析核算系统电力负荷和电量的水平、分布、组成及特性，必要时对负荷增长进行敏感性分析；

2）进行电力电量平衡，进一步论证系统的合理供电范围和相应的电源建设方案、联网方案及采取的系统调峰措施；

3）优化网络建设方案，包括电压等级、网络结构及过渡方案；

4）进行无功平衡和电气计算，提出保证电压质量、系统安全稳定性的技术措施，包括无功补偿设备、调压装置及其他特殊措施；

5）计算各类电厂燃料需要量，对新增火电的燃料来源提出建议；

6）安排发输变电工程及无功补偿项目的投产时间，提出主要设备数量及技术规范，估算总投资及发、供电成本；

7）提出应进行的远景年份所需发电工程可行性研究，现有网络改造项目及其他需进一步研究的问题。

第三节 电力系统规划设计的程序和方法

一、电力系统规划设计的基本准则

电力系统应向用户提供充足、可靠和优质的电能，而经济性、可靠性和灵活性是电力

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

系统应该具有的品质，故满足一定程度的经济性、可靠性和灵活性是对规划设计电力系统的基本要求。

1. 电力系统的经济性

电力系统规划设计工作的重点之一就是电网建设的经济性，它包括燃料的输送和供应，电能的生产和输送，发、送、变电设备的一次投资和折旧，能量输送过程中的损耗以及其他运行费用等。由于是规划设计中的系统，系统运行费用是以生产模拟方法来计算的，总的要求是年费用最低。对跨区联网送电工程及远距离送电和建厂比较等大型系统规划设计项目还应进行项目的财务分析，以确定其贷款偿还能力和经济效益。

2. 电力系统的可靠性

电力系统可靠性的主要内容包括：

（1）对用户供电的充足性。供电的充足性是指系统满足一定数量负荷用电的不间断性。国际上目前已普遍采用电力不足概率（或失负荷概率 *LOLP*）来作为对电力系统供电充足性的评价标准，我国一直沿用发电装机容量备用率的概念来表征电源的充足程度。

（2）对用户供电的安全性。供电的安全性是指系统在保持向用户安全稳定供电时能够承受故障扰动的严重程度，通常是指规程中规定的故障条件。电力系统发展设计的主要任务之一就是通过电力系统的安全校核计算，包括稳态的 N-1 安全检查和暂态的稳定计算来保证系统达到一定的安全标准。

3. 电力系统的灵活性

电力系统规划设计阶段将会遇到很多的不确定因素，规划设计完成以后到基本建设项目实施投产，系统中电源、负荷及网络情况将可能发生某些变化，设计系统应该能够在修改不大的情况下仍然满足应有的技术经济指标，这就是电力系统对基本建设条件变化适应的灵活性。

另外在生产运行中，电网和厂、所电气主接线以及有功、无功电源应该能够在各种正常运行、检修包括事故情况下灵活地调度以应付各种元件的投退，从而保证系统安全稳定地向用户供应充足的电力，这是对电力系统在运行方面的灵活性要求。在系统设计阶段这是衡量系统设计方案优劣的重要技术条件之一。

二、电力系统规划设计的程序

图 1-1 给出了电力建设前期工作的流程图，由图可见，电力系统规划设计是电力建设前期工作的重要组成部分，在进行电力系统发展规划的同时也进行水、火电厂及联网工程的初步可行性研究，以便编报项目建议书。项目建议书审批立项后可开展可行性研究，为编写设计任务书提供依据，设计任务书批准后项目即可列人国家建设计划。在可行性研究工作同时可以开展电厂接人系统设计、系统专题设计以配合稍后开展的本体工程初步设计，提供设计的技术条件和参数规范。在系统发展规划完成之后还应进行系统发展设计，但其任务是面向全网的，并不能代替具体电厂的接人系统设计。水电厂在可行性研究阶段只进行接人系统配合，到电厂初步设计正式开始后才进行接人系统设计。

三、电力系统规划设计的方法

如前所说，电力系统规划设计工作分为电力系统发展规划和电力系统发展设计两个阶

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

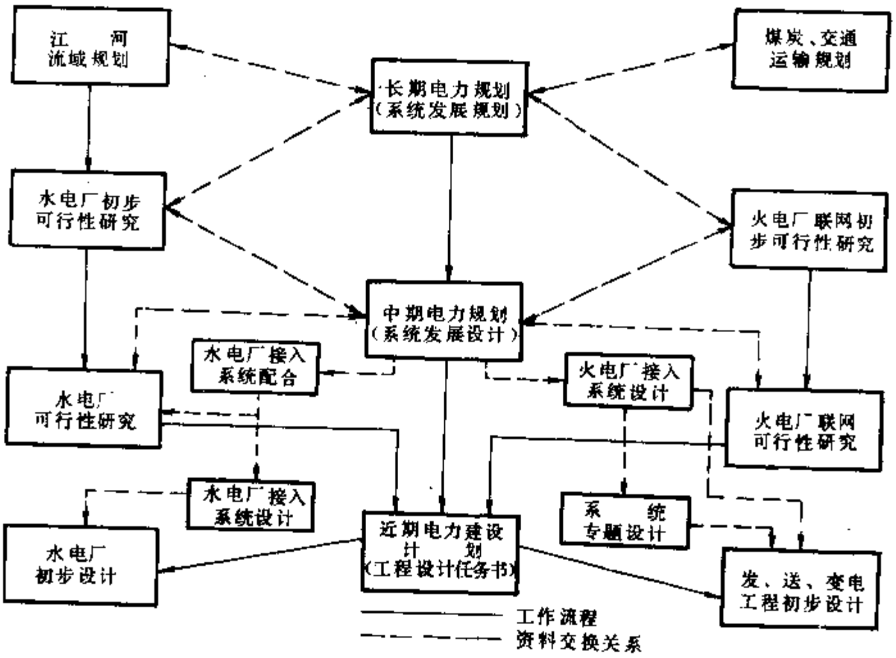


图 1-1 电力建设前期工作流程图

段，前者主要研究电力系统发展的全局性的问题，因此在方法上着重于综合分析，结论则主要体现宏观指导作用；后者是在电网发展的重大原则已经明确的条件下研究设计年度内各建设项目在建设进度、规模以及设计技术原则上的协调和统一，从研究方法上看系统设计虽有成熟的电力系统计算分析理论和软件可以借助，但仍然必须以综合分析的方法贯穿始终。

（一）电力系统规划设计的基本方法

1. 基本条件分析

电力工业发展的基本条件有 3 个，即电力负荷需要、动力资源开发及运输条件许可、发变电设备的制造及供应及时。

电力负荷的增长直接反映了国民经济发展和社会生活的用电需要，因此预测规划年份各行各业的用电需要就是预测国民经济和社会生活未来的发展状况。对电力负荷发展预测的准确性决定于对国民经济各行各业和社会生活发展预测的准确性。确定了规划期内的负荷需要量后，也就确定了电力工业的发展速度，因此电力负荷发展情况是编制电力系统规划设计最重要的基础条件。电力负荷的预测和分析除了在量方面的预测以外，由负荷的构成所决定的负荷特性及其分析对确定电力系统的运行方式、电网网架结构、电源调峰、系统调压特性等都具有重要意义。

动力资源包括煤炭、水力、核能、风力、石油等可发电能源资源。动力资源的构成、蕴藏量及开发运输条件实际上决定了一个国家的能源政策及电源开发方针，实际上在宏观上也就决定了一个国家电力工业的发展方向。

设备供应条件包括本国发输变电成套设备的制造水平和能力以及进口国外设备的可能

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

性等等，电力工业的发展速度和规模在一定程度上受到设备供应条件的限制。

2. 基本功能分析

分析电网的功能就是分析电网的各部分以及某些大电源及主要网架的作用。对基本功能的分析要分层次进行，首先是全网供电范围、电源建设地点、电源的作用、分区电网之间的送受电关系等，其次应分析主力电源的合理送电范围、功率流向及相应的网架，最后是地区电网的情况。分析时要注意：随着系统的发展，电网各部分无论是电源、网架还是输电线的功能都是变化的。如区域性的主力电厂随着地区负荷的发展逐渐变为地区性电厂，主网架随着回路数的增加、中间变电所的不断接入以及更高一级电压的出现逐渐变为地区网络等。

3. 基本形态分析

所谓基本形态分析就是分析发电厂与变电所之间的连接方式，也就是电网结构。最基本的电网结构有辐射型、链型及环型 3 种，一般情况电网结构是由上述 2 种或 3 种基本型式组成的混合型。电网结构主要决定于电厂和负荷的分布、电网覆盖地域的情况等。

电网结构设计的基本原则根据国内外的经验主要有以下几点：

(1) 加强主要受电地区的网络结构，使之形成较强的闭环或开环的受端系统网架，以便能够使下一级电压的电网断开运行，简化结构，降低短路电流。分区电网应有发电机或调相机提供足够的无功储备。

(2) 大电厂应该直接接入主网，电厂之间不应互相连接，中小电厂应接在适宜电压等级的电网上实现分区的原则。

(3) 电网实现分区，区域之间通过一点连接，运行中易于控制，事故时易于处理。

(4) 根据多年运行经验，电网结构应尽量避免不利于安全稳定运行的接线方式，如高低压电磁环网，长短线路并列的电网结构，长线大环网，大截面、小截面导线并联的电网，大环套小环的电网等。

电网结构设计的基本原则是分层分区原则，即不同电压等级电网构成不同的层次，不同地域的下一级电网解列构成不同的地区电网，地区电网本身具有足够的电压支撑和无功储备。

4. 动态分析

动态分析即弹性分析或可变因素分析，主要是指电网实际的发展进程与设计预计有差别时规划电网的适应能力。可变因素主要是指：

1) 负荷的实际增长超过或低于预计；

2) 电源建设进度或顺序发生变化；

3) 主要送电线路投产时间提前或推迟。

因此电力系统规划要采用滚动的方法不断加以修正。

5. 限制性条件分析

在制定电力系统规划方案时要特别注意那些会影响方案成立的限制性因素，这些因素主要是：

1) 自然地理条件的限制性因素；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

2）供水水源条件；

3）煤矿建设进度不能满足电厂需要；

4）厂、所区公路、铁路、码头的建设进度、规模不能满足要求；

5）主要输电线存在跨江、河问题；

6）主要电气设备制造困难。

6. 可靠性与经济分析

前述5种为研究性分析，而可靠性与经济分析为检验性质。我国目前还未制定有关电源规划和电网规划阶段的可靠性准则，在系统设计阶段则有SD131—84《电力系统技术导则》、《电力系统安全稳定导则》及SDJ161—85《电力系统设计技术规程》对电力系统安全稳定运行的标准提出了要求。要求设计通过潮流计算、无功补偿及电压调整计算、系统稳定计算、N-1网络安全检查、工频过电压及潜供电流计算、系统短路电流计算、方案经济评价计算等对设计系统的技术经济特性进行全面综合评价，提出最佳方案。

（二）电力系统规划设计的手段

国内外已有多个电源规划实用软件，而用于电力系统分析计算的软件则更为成熟，种类也更为齐全。应该肯定，这些计算手段在进行规划设计时可以大大减轻人的劳动强度和工作量，提高规划设计效率，提高对设计方案研究的深度、广度和精度。但多年以来的实践也证明，由于电力系统规划设计是研究全局性的问题，相关因素较多，单纯依靠各种计算软件并不能够解决根本问题，而应在上述综合分析的基础上，利用相应的计算工具，使电力系统规划设计工作做得更好。

第四节 准备工作与调查研究

作为国民经济发展主要能源供应方式的电力工业，它的发展规模和速度与国民经济其他行业的发展规模和速度是密切相关的，因此要做好电力系统规划设计就必须进行调查研究和收集资料。不仅要调查收集与电力工业本身有关的资料（如电力系统现状，动力资源分布，能源供应与运输条件，厂址条件等），而且必须调查收集国民经济各部门生产和基本建设的发展规划及其电力负荷的增长需要。现将调研收资的基本内容和有关表格编写如后，以供参考。

一、电力系统现状调查

电力系统现状调查的主要内容包括以下几个方面：

(1) 系统现有总装机容量、电源类型及各厂机组机型的构成，系统在建和新建电厂的装机容量及其进度。

(2) 系统现有的发电厂、变电所（主要电压等级）的主设备规范（项目见表1-1、表1-2）。对于火电机组应包括最小技术出力、设备受阻出力；对于水电厂还应包括相应的水能资料，即电厂在设计水平年不同水文年的逐月平均出力、水头预想出力、强制出力等。对于不能按照铭牌出力的设备，应了解其原因及恢复铭牌出力的措施，如果没有可能，则应向运行部门建议更改铭牌。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 1-1 ______厂 发 电 机 参 数

编号	型式	P_e (MW)	U_e (kV)	cosϕ	x_d (%) / x_q (%)	x_d' (%) / x_q' (%)	x_d'' (%) / x''_q (%)	x_e (%) / x_q (%)	x_0 (%)	T_{d0}' (s) / T_{q0}' (s)	T_{d0}'' (s) / T_{q0}'' (s)	T_{d0} (s)	$GD^2(T-M^2)$ 发电机	$GD^2(T-M^2)$ 原动机	制造厂	备注

表 1-2 ______厂（所）主变压器参数

编号	W_e (MVA)	容量比	型号	接线方式	电压分接头	U_K (%) 高—中 高—低 中—低	ΔP_M (kW) 高—中 高—低 中—低	ΔP_e (kW)	I_0 (%)	x_* 高 中 低	制造厂	备注

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(3) 送电线路的主要规范（主要电压等级）包括导线型号、截面组合、线路长度及电气参数等，见表 1-3。

表 1-3　　现有××kV 输电线路参数

编号	线路名称	导线型号/长度（km）	r_1+jx_1 (Ω/km)	c_1 (μF/km)	标么阻抗		电纳		备注
					$r_{1*}+jx_{1*}$	$r_{0*}+jx_{0*}$	$\frac{1}{2}b_{1*}$	$\frac{1}{2}b_{0*}$	

(4) 现有发电厂、变电所增容扩建和输电线路升压改造的意见。

(5) 全系统运行经济性方面的资料有：

1) 系统煤耗；

2) 线损；

3) 发电成本；

4) 售电成本；

5) 发电厂燃料种类；

6) 发电厂煤耗率；

7) 发电厂厂用电率；

8) 发电厂发电成本；

9) 发电厂供热成本。

(6) 有关热电厂的年及日的运行方式，相应的供热强制出力和发电量。

(7) 现有各主要工业用户的用量负荷，功率因数，无功补偿设备的型式及容量。

(8) 各级电压变电所二次母线上负荷功率因数统计资料。

(9) 现有系统主要电压等级电网的地理接线图及单线接线图。

(10) 现有系统的运行特点及存在的问题：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1）主要网络运行电压水平及调压措施；
2）系统水、火电运行方式；
3）发电厂高力率运行问题；
4）无功补偿问题；
5）电气主接线；
6）短路电流水平；
7）系统事故情况。
（11）系统现有负荷水平及其特性资料：
1）近年来系统最高发电负荷及发电量；
2）系统年内各季代表日的日负荷曲线；
3）系统月最大负荷及年内月平均负荷；
4）系统用电负荷组成情况；
5）系统工农业季节性负荷特性；
6）系统各主要用电行业的典型负荷曲线。

二、调查确定电力负荷发展水平

在确定电力负荷发展水平时，应根据规划期长短确定设计水平年，而以规划期以后某一年做为远景水平年，并且在选择设计水平年时，一般与国民经济发展计划阶段和电源建设的阶段相适应。

在确定电力负荷水平时应以下列各项资料为依据：

（1）规划系统和地域范围内的电力、电量及其增长率的历史资料。

（2）规划系统和地域范围内国民经济生产总值及其增长率的历史统计资料。

（3）规划系统和地域内各有关国民经济部门的发展计划，包括工、农业建设项目、规模、布点、建设进度、用电负荷及其增长率。

（4）上级机关对规划区域内国民经济发展的有关指示。

（5）当没有上述资料时应从中央及地方有关单位取得规划区域内各有关国民经济部门发展的初步设想、区域规划资料及自然资源方面的资料。

（6）确定电力负荷时，对大用户应当逐一进行计算，对小型用户及公用负荷，一般只需根据统计资料及其规划计算其综合增长数字。

（7）为了进行大用户电力负荷的计算，必须收集下列资料：用户的设计资料，企业以实物产品或产值表示的单位耗电定额即单耗资料，已设计或已投产的类似用户的用电负荷资料，包括典型日负荷曲线。

（8）对于某些特殊用户，不可能根据上述方法求得其电力负荷时，应由这些用户直接提出负荷数字。

（9）对于现有的城镇和工业区，应考虑由规模发展和劳动生产率提高以及新技术的采用而引起的负荷自然增长。

（10）根据以上情况所确定的负荷水平，应向电力规划主管领导机关申报，征得同意。

（11）对于热力用户必须收集用热方式，蒸汽、热水规范及逐年用热数量。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（12）为编制规划年份负荷曲线，应收集和研究下述资料：

1）各有关工业用电部门的生产班制、最大负荷利用小时数、例假日及节日工作情况和用电特性等；

2）市政生活、农业及电气化铁路用电特性；

3）用电特性一般用下列负荷特性指标表示：γ：日负荷率，β：日最小负荷率。

某系统分地区电力负荷及电量增长表见表1-4，某系统分行业电力负荷及电量增长表见表1-5，各变电所供电负荷计算表见表1-6。

表1-4　××系统分地区电力负荷及电量增长表

序　号	项　　目	年		年	
		负荷	电量	负荷	电量
一、	××地区				
	××工厂				
	××工厂				
	⋮				
	合　计				
	同时率				
	综合最大负荷				
二、	××地区				
	××工厂				
	××工厂				
	⋮				
	合　计				
	同时率				
	综合最大负荷				
	⋮				

表1-5　××系统分行业电力负荷及电量增长表

序号	项　　目	年		年	
		负荷	电量	负荷	电量
一、	农林牧渔水利业合计				
二、	工业合计				
	其中发电厂厂用及线损电量				
三、	地质普查和勘探业合计				
四、	建筑业合计				
五、	交通运输邮电通信业合计				
六、	商业公共饮食物资供销和仓储业				
	合　计				
七、	其他事业合计				
八、	城乡居民生活用电合计				
	其中：乡　村				
	城　市				

表1-6　各变电所供电负荷计算表

序　号	项　　目	年	年	年	年	年	年	年
一、	××变电所							
	××厂							
	××厂							
	⋮							
	合　计							
	同时率							
	最大供电负荷							
二、	××变电所							

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

序 号	项 目	年	年	年	年	年	年	年
	××厂							
	××厂							
	⋮							
	合 计							
	同时率							
	最大供电负荷							
	⋮							

三、调查掌握电源、电网发展的资料

为了确定电力系统中的电源布点，应充分了解地区内动力资源方面的资料拟建火电厂、核电厂的建厂条件。

为了确定输电线路和变电所的布点，则需要了解出线走廊、所址以及与电网发展有关的资料。

1. 动力资源

（1）水力资源方面的资料包括：规划区域内有关河流流域规划报告；拟开发的水电厂的设计资料；有关水电厂的投资、综合效益、淹没损失、施工条件、施工期限等（必要时）。

（2）燃料资源方面的资料包括：规划区域内各种燃料如煤炭、天然气、石油、油页岩等矿藏的分布地点、储量、开发进度及规模，燃料的质量、矿井投资，燃料成本及售价等。根据我国的产业和能源政策，对可供发电用煤的资料应做为重点，其中包括点的可供发电用煤量占煤炭总产量的比例和占总用煤量的比例，供发电用煤的矿点，供煤逐年数量、煤质及运输条件等。对于拟建洗煤厂的煤矿应了解洗中煤、矸石、泥煤的数量、发热量及成本售价。此外对燃料政策、燃料流向、铁路运输能力及其扩建计划应进行详细了解，并应对设计地区内的燃料平衡情况进行了解。

2. 拟建火电厂、核电厂的建厂条件

从正在进行选厂工作或已完成的火电厂、核电厂的初步可行性研究及可行性研究报告中了解拟建电厂的建厂条件。

3. 调查了解电网发展的资料

1）电力负荷分布及发展情况；

2）交通运输情况；

3）城市及区域规划资料；

4）拟建输电线路走廊情况；

5）拟建变电所位置及所址条件；

6）气象资料。

以上所述资料，一般应向各有关单位收集调查，必要时，可委托有关专业设计人员前往现场进行初步查勘。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第二章 电力负荷预测与分析

编者 陈淑真 审者 胡炳荣

第一节 概 述

电能是当今社会应用最广泛的二次能源，国民经济的建设与发展，人民物质文化生活的保障与提高，都离不开电能。因此，电力系统应当满足电力负荷的需求，对各类用户提供经济可靠、合乎质量标准的电能。

为了制定一个经济、合理、可靠的电力系统发展规划，必需首先调查资源和预测电力负荷增长水平。

电力负荷的预测目标包括规划期内的年发电量和用电量，以及系统的年最大负荷。

从预测的期限来分，电力负荷预测可分为长期、中期和近期。长期电力负荷预测为15～30年。中期电力负荷预测通常为5～15年，在5年内作出逐年预测，5年后一般与5年计划相对应。近期负荷预测的时间是指几个月、几周、几天甚至更短。长期负荷预测往往用于电力系统规划，中期负荷预测用于电力系统设计，近期负荷预测则主要用于年度计划和生产调度。

最大负荷的预测，用来确定发电、输变电系统所需的容量，从而确定规划期内逐年应当新增的发电和输变电系统容量。发电量预测用来确定发电设备的类型和所需耗用的燃料。因此电力负荷预测不仅是电力规划设计的基础，而且也是基建计划、供电计划、燃料计划和财务收支计划的基础。所以负荷预测的准确性往往决定了投资效益的好坏，决定了规划的效果。然而这是很不容易做到的，因为未来负荷的不确定因素很多，很难有一个十分完善的方法对未来负荷加以准确的定量，此外预测人员的经验和判断能力也是一个重要因素。一般对于近期负荷预测要求的准确度较高，而对于中长期负荷预测只需也只能做到大致相当，而要做到这点，只研究电力负荷本身是不够的，而必须探索国民经济发展的规律，并用几种负荷预测方法加以分析确定。

第二节 电力负荷的分类

一、电力负荷按物理性能分类

电力负荷按物理性能可分为有功和无功负荷。有功负荷把电能转换为其他能量，是在用电设备中实际消耗的功率。无功负荷一般由电路中储能元件（电感或电容）引起，在晶闸管控制的电路中，由触发角引起的电流畸变形成了在逆变和整流过程中消耗的无功功率。在系统规划设计中除了需要考虑有功负荷的电力平衡外，还需要进行无功平衡，并对无功

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

问题进行分析。

二、电力负荷按电能的生产和销售过程分类

电力负荷按电能的生产、供给和销售过程，可分为发电负荷、供电负荷和用电负荷。系统的发电负荷（或称系统综合发电最大负荷）为一个系统中各发电厂同一时间的实际发电出力合计值。系统发电负荷扣除厂用电后，就是系统的供电负荷，供电负荷扣除线路及变压器损失（线损）后，就是系统的用电负荷。

厂用电率为厂用电负荷占本厂发电负荷的百分数。各地区的电厂由于电源结构、机型和燃料种类的差异，厂用电率是不同的。一般应按本地区的电源结构和厂用电率实际情况进行分析后确定本系统的厂用电率。下列发电厂厂用电率可供参考用：

热电厂	12%
小型凝汽式电厂 (单机容量小于 2.5 万 kW)	11%左右
中型凝汽式电厂	8%～10%
大型凝汽式电厂	4%～8%
水电厂	0.1%～1%
核电厂	5%～8%

线损率为线路及变压器的有功功率损失占供电负荷的百分数。每个系统的线损率可由实际电网统计数中得到。当缺乏数据时，一般可取 5%～10%。

三、电力负荷按突然中断供电造成的损失程度分类

电力负荷按国家制订负荷分级建设标准可分为一、二、三级负荷。一级负荷，包括中断供电将造成人身伤亡和将在政治、经济上造成重大损失的负荷，如造成重大设备损坏，打乱重点企业生产秩序并需要长时间才能恢复，重要铁路枢纽无法工作，经常用于国际活动的场所秩序混乱等的负荷。

对于一级负荷的供电要求可靠，一般要求有 1 个以上的供电电源［例如来自不同的变电所或发电厂，或虽来自同一变电所（或发电厂），但故障时相互不影响的不同母线段供电电源］。

四、电力负荷按用电特性分类

电力负荷按用电特性又可分为一般负荷和特殊负荷。特殊负荷对电力系统有特殊的影响。例如电气化铁道负荷，为单相整流型负荷，会引起所供电的系统产生负序和谐波问题；轧钢负荷是冲击负荷，会引起系统电压剧烈波动及机组产生功率振荡等问题。对于这类负荷，需要研究其对所供电的电力系统的影响，并研究措施予以解决。

五、电力负荷按所属行业分类

电力负荷按所属行业分类，可分为城乡居民生活用电和国民经济行业用电。国民经济行业用电共分 7 大类：

(1) 农、林、牧、渔、水利业：包括这些行业的生产用电及有关的服务业（例如拖拉机站等）用电。

(2) 工业：包括有重工业、轻工业和农副产品加工及乡村办的工业企业的生产用电。其

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

中重工业一般指制造生产资料的工业；轻工业一般指提供生活消费品和制作手工器具的工业。电力工业生产耗用的厂用电及损失，也列入工业用电中。

(3) 地质普查和勘探业：包括矿产、石油、海洋、水文地质调查业、水文、工程和环境地质调查业等的用电。

(4) 建筑业：凡属于建筑业生产经营活动过程的用电（包括基本建设和更新改造），即包括各行各业与建筑业有关的用电。

(5) 交通运输、邮电通信业：交通运输业用电除包括铁路、公路、航空、水上运输用电外，还包括石油、天然气、煤炭等的管道运输业用电。邮电通信业用电包括邮政业、电信业的用电。

(6) 商业、公共饮食业、宾馆、广告、物资供销和仓储业的用电。

(7) 其他事业：包括房地产管理业、公用事业、居民服务和咨询服务业、卫生、体育和社会福利、教育、文化艺术等的用电。

六、电力负荷按在电网中的用电层次分类

电力负荷按在电网中的用电层次分类，包括有变电所，分区及全网负荷等。一般用变电所负荷确定变压器的容量及台数，这也是电力系统进行潮流计算的基础。分区负荷用以确定地区间的功率交换，从而确定架设地区间联络线的必要性。全网负荷用以进行电力平衡，确定系统中必需的装机容量。

第三节　电力负荷预测方法

一、调查研究

为了做好负荷预测工作，必须对电力系统负荷的现状及历史统计资料进行调查，搜集规划期各行业用户的发展资料（调查搜资内容已在第一章中列出），要研究那些电力负荷所代表的国民经济各行各业的发展规律，摸清这些行业实际发展的可能性。为了很好地掌握系统中用电增长的因素和规律，需要在充分调查研究的基础上，对以下内容进行分析：

1) 能源变化的情况与电力负荷的关系；
2) 国民生产总值增长率与电力负荷增长率的关系；
3) 工业生产发展速度与电力负荷增长速度的关系；
4) 设备投资、人口增长与电力负荷增长的关系；
5) 电力负荷的时间序列发展过程。

此外尚需就电力负荷水平与反映经济和社会情况的变量影响进行分析，这些变量包括：人口、经济形势、经济政策、经济指数、市场情况、物价因素、电价因素、城乡居民家用电气化情况、燃料供应及其价格等。

日本在电力负荷预测中，曾根据历史资料就以上问题进行了详细分析。例如日本主要时期的年平均用电增长率1955～1965年为12.4%，1965～1973年为12.1%，1973～1975年为9.7%，1975～1980年为4%。在分析各时期的增长率时指出：1955～1965年中期出

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

现了以黑白电视机、电冰箱、洗衣机爆发性普及为背景的第一次电气化热，同时在此期间电灯负荷的平均增长率达16.6%。1968年以后又出现了以彩电普及为主体的第二次电气化热，在此期间，产业设备投资以每年超过20%的速度投入，产业用电负荷增长率为12.4%，因此在这两时期用电增长率都比较高。但是，自第一次石油危机以后，各类电力负荷的增长率都减少。电灯负荷由危机前的13.4%下降到6.4%，商业用电由21.3%下降到10%，产业用电也下降至4.6%，国民生产总值增长率不及过去的一半，用电多的产业发展停滞，致使1975～1980年的用电增长率下降到4%。

这样，在负荷分析，注意了转折点，分析了负荷增长率高及低的经济形势和市场情况，以及与国民经济生产的关系。

充分分析事物发展的前提条件，努力寻找限制事物发展的限制性因素，在预测国民经济发展和电力负荷时是很有用的。它可以使我们从诸多不定情况中看出很多可定因素。比如：对北京城区进行负荷预计，可采用负荷密度法进行分区预计。如城中心的故宫，负荷密度低，将来也不会大量增长；在前三门至长安街之间，采用人民大会堂的负荷密度推算，应是最大数，等等。

国民经济发展经常在变，对未来的看法也经常会变，要防止高时常看高、低时常看低的情况。过去的负荷预测中，对新工业区预计的负荷往往达不到，因工业设备投产后再达到设计能力，需要时间；老工业区常有想不到的负荷上涨，因有潜力。在负荷预测中，若将一切可能均算入，则预测负荷必然偏高；一切计算都要有可靠根据，则预测负荷必然偏低。

二、负荷预测方法[❶]

需电量的预测方法如下。

1. 用电单耗法

这个方法是根据预测期的产品产量（或产值）和用电单耗计算需要的用电量，即

$$A_h = \sum_{i=1}^{n} Q_i U_i \tag{2-1}$$

式中 A_h——某行业预测期的需电量；

U_i——各种产品（产值）用电单耗；

Q_i——各种产品产量（或产值）。

当分别算出各行业的需用电量之后，把它们相加，就可以得到全部行业的需用电量。这个方法适用于工业比重大的系统。对于中近期负荷预测（中期负荷预测的前5年），此时，用户已有生产或建设计划，根据我国的多年经验，用单耗法是有效的。

各主要行业的用电单耗可参见表2-1。

2. 弹性系数法

电力弹性系数 k_t 是指用电量的年平均增长率 k_{zch} 与国民生产总值年平均增长率 k_{gzch} 的比值，即

❶ 本段摘自沈根才著《电力发展战略与规划》。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 2-1 主要行业用电单耗

指　　标	计算单位	1980 年	1985 年	1989 年	1989 年比 1980 年增减（%）	1989 年比 1985 年增减（%）
一、煤炭工业						
统配煤矿生产原煤综合耗电	kWh/t	34.34	37.29	42.73	24.43	14.59
二、石油工业						
原油生产耗电	kWh/t	38.84	51.58	78.75	102.75	52.68
原油（气）综合耗电	kWh/t	45.44	63.02	92.34	103.21	46.52
输送每吨原油耗电	kWh/t	14.37	16.38	14.82	3.13	−9.52
三、电力工业						
发电耗标准煤	g/kWh	413	398	395	−4.36	−0.75
供电耗标准煤	g/kWh	448	431	430	−4.02	−0.23
发电厂用电率	%	6.44	6.42	6.85	0.41	0.43
线路损失率	%	8.93	8.18	8.02	−0.91	−0.16
四、冶金工业						
电炉钢冶炼耗电	kWh/t	647	626	601	−7.11	−4.00
电解铝耗直流电	kWh/t	15432	15047	14599	−5.40	−2.98
硅铁耗电	kWh/t	9173	8916	9028	−1.58	−1.26
五、石油化学工业						
原油加工耗电	kWh/t	39.44	41.86	46.49	17.88	11.06
六、化学工业						
合成氨耗电（中型）	kWh/t	1 442	1 376	1 413	−2.01	2.69
合成氨耗电（大型）	kWh/t	14.37	12.76	11.41	−20.60	−10.58
电石耗电	kWh/t	3584	3468	3468	−3.24	持平
硫酸耗电	kWh/t	89.7	88.0	98.9	10.26	12.39
隔膜液碱耗直流电	kWh/t	2 283	2 359	2 340	2.50	−0.81
水银液碱耗直流电	kWh/t	3 192	3 307	3 293	3.16	−0.42
七、建材工业						
水泥综合耗电	kWh/t	96.70	103.90	108.62	12.33	4.54
平板玻璃耗电	kWh/箱	3.63	5.26	7.06	94.49	34.22
八、轻工业						
机械木浆耗电	kWh/t	1505	1542	1560	3.65	1.17
新闻纸浆耗电	kWh/t	487	552	—		—
九、机械工业						
电炉钢冶炼耗电	kWh/t	809.3	836.6	754.0	−6.83	−9.87
十、纺织工业						
粘胶纤维耗电（长丝）	kWh/t	9672	9483	10230	5.77	7.88
粘胶纤维耗电（短丝）	kWh/t	2155	1915	2060	−4.41	7.57
棉纱耗电	kWh/t	1827	1938	2030	11.11	4.75
棉布耗电	kWh/t	20.29	23.17	23.73	16.95	2.42
十一、铁道						
电力机车耗电	kWh/(万 t·km)	129.80	121.50	110.20	−15.10	−9.30

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$k_t = \frac{k_{zch}}{k_{gzch}} \tag{2-2}$$

当缺乏国民生产总值年平均增长率的数据时，一般就用工农业总产值的年平均增长率来代表。

电力弹性系数是一个宏观指标，可用作远期规划粗线条的负荷预测。

采用这个方法首先要掌握今后国民生产总值的年平均增长速度，然后根据过去各阶段的电力弹性系数值，分析其变化趋势，选用适当的电力弹性系数（一般大于1）。我国1980年以来的电力弹性系数如表2-2所示。在1989年以前，我国电力弹性系数大部分小于1，反映了电力发展速度一直落后于国民经济生产，自1989年以来，电力弹性系数大于1。我国于1980年由原水利电力部组织的研讨会上，大多数专家认为今后10年我国电力弹性系数应在1.2以上，才能实现电力先行。1982年世界银行能源部对15个发展中国家的电力弹性系数进行分析预测，预测中国1985～1995年的电力弹性系数也以大于1.2为宜。由于电力弹性系数与各省、各地区的国民经济结构及发展有关，各省及地区需对本省、本地区的电力弹性系数资料进行统计分析，找出适合于本省、本地区的电力弹性系数发展趋势。

表2-2　　电力弹性系数

年份	电力消费比上年增长（%）	国民收入比上年增长（%）	电力弹性系数
1980	6.6	6.4	1.03
1981	3.0	4.9	0.61
1982	6.0	8.2	0.73
1983	7.3	10.0	0.73
1984	7.4	13.6	0.54
1985	9.0	13.5	0.67
1986	9.5	7.7	1.23
1987	10.6	10.2	1.04
1988	9.7	11.3	0.85
1989	7.3	3.7	1.97
1990	6.2	5.1	1.22
1991	9.2	7.6	1.21

有了弹性系数及国民生产总值的年平均增长率，就可以计算规划年份所需用的电量，即

$$A_m = A_0(1 + k_t k_{gzch})^n \tag{2-3}$$

式中　A_m——预测期末的需用电量；

A_0——预测期初的需用电量；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

k_t——电力弹性系数；

k_{gzch}——国民生产总产值的年平均增长率；

n——计算期的年数。

3. 回归分析法

回归分析法是利用数理统计原理，对大量的统计数据进行数学处理，并确定用电量与某些自变量例如人口、国民经济产值等之间的相关关系，建立一个相关性较好的数学模式即回归方程、并加以外推，用来预测今后的用电量。回归分析包括一元线性、多元线性和非线性回归法。一元线性回归方程以 $y=a+bx$ 表示，其中 x 为自变量，y 为因变量，a，b 为回归系数。

多元线性回归方程为 $y=a_0+a_1x_1+a_2x_2+\cdots+a_nx_n$。非线性回归方程因变量与自变量不是线性关系，如 $y=ax+bx^n$ 等，但经过变换后仍可转换为线性回归方程。

根据历史数据，选择最接近的曲线函数，然后用最小二乘法使其间的偏差之平方和为最小，求解出回归系数，并建立回归方程。然后再用相关系数检验，认为合格后，则回归方程是有意义的，并可算出回归方程的标准偏差，作出回归方程所预测结果的置信度。回归方程求得以后，把待求的未来点代入方程，就可以得到预测值。此外还可测出置信区间。从理论上讲，任何回归方程的适用范围一般只限于原来观测数据的变化范围内，不允许外推，然而实际上总是将回归方程在适当范围内外推。

用回归法预测负荷时，若取用过去若干年的历史资料正处于发展上涨快的时期，则预测未来越来越快，反之，若取用下降时，则预测未来越来越慢。目前这种方法在国内的工程中实际应用不多。

4. 时间序列法

这方法是根据历史统计资料，总结出电力负荷发展水平或负荷的年增长率或负荷的多年平均增长率（5 年或 10 年）与时间先后顺序的关系。即把时间序列作为一个随机变量序列，用概率统计的方法，尽可能减少偶然因素的影响，做出电力负荷（或增长率）随时间序列所反映出来的发展方向与趋势，并进行外推，以预测未来负荷的发展水平。简单平均法、加权平均法等都属于时间序列法。时间序列法一般用于中长期电力负荷预测中，尤其是常用负荷的多年平均增长率来预测中长期的负荷增长水平。

5. 商业用电预测方法

归纳起来主要有两种方法：

（1）直接外推法。即将商业用电的历史数据，拟合出商业总用电量增长曲线，外推到所需预测的时刻，得到商业总用电量预测值。

（2）比例法。即根据统计数据找出商业用电与居民生活用电之间的比例关系，外推这个比例关系，乘以居民用电量求得。

6. 居民生活用电预测方法

城镇居民生活用电与人均收入情况、家庭人口多少及居民住房条件有关。一般按以下两种方法预测：

（1）综合用电水平法。按照居民人数及每人平均耗电量得到居民总用电量。表 2-3 为北

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

京市每户及每人历年用电情况，表2-4为我国历年居民生活用电统计及规划年份预测数据，该表还列出了居民生活用电占总用电的比重，各个省区可参照本省区统计的居民用电情况，按照生活用电占总用电的比重或年人均生活用电量来推算。

表 2-3　　北京市城市居民历年生活用电情况表

年　份	1980	1981	1982	1983	1984	1985
一、按人口计算						
非农业人口[kWh/(人·年)]	24.4	26	20.3	22.5	28.7	39.3
二、按户数计算						
非农业户[kWh/(户·年)]	96.9	99.3	75.9	82.6	103.3	137.7

表 2-4　　我国历年居民生活用电情况表

年　份	居民生活用电占总用电的比重（%）	年人均生活用电量[kWh/(人·年)]	备　注
1985	5.83	21.4	统计资料
1986	5.94	23.5	
1987	6.2	26.5	
1988	6.75	31.3	
1989	7.2	35.5	
1990	7.52	40.3	
1995	10.89	77.9	规划资料
2000	13.2	123.9	

（2）负荷密度法。根据对不同规模城市的调查，参照城市发展规划、人口规划、居民收入水平增长情况等，用每平方公里面积用电量，来测算城镇负荷水平。表2-5为1987年各大城市负荷密度（据1988年各供电局提供），表2-6为1987年大城市主要分区的负荷密度（据1988年各供电局提供），供设计中参考。

表 2-5　　1987年大城市负荷密度（kW/km^2）

城　市	全　市	市　区	市中心	城　市	全　市	市　区	市中心
北　京	126.7	1733.0	2832.0	天　津	137.6	222.2	4620.9
沈　阳	98.3	218.45	3829.8	深　圳	—	838.0	
上　海	—	—	6957.0	珠　海	50.6	72.0	673.1
广　州	73.0	526.5	5217.0	武　汉	120.25	4329.0	—
重　庆	37.2	1195.0	3553.0				

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 2-6　　1987 年大城市主要分区负荷密度(kW/km²)

分　区	负荷密度	分　区	负荷密度
北京王府井大街	26700	广州白云机场	9375
北京中关村	1400	广州东方乐园	5363
首都机场	450	广州天河体育中心	10179
北京地铁	397*	南京大厂化工	14165
北京化工区	86820	南京长江大桥	53
燕山石化	3529	沈阳铁西区	9313
北京首钢区	34460	哈尔滨电机厂	11849
天津劝业场	12911	哈尔滨汽轮机厂	825
天津食品街	45833	哈尔滨锅炉厂	9365
天津新港	588	西安电工城	7468
上海杨树浦	13759	武钢青山区	9132
上海南京东路	12738	大冶钢厂	16447
上海高桥石化	21804	郑州棉纺区	19726
上海金山石化	21500	葛洲坝工程局	1520
广州广交会	113600		

*　北京地铁用电指每公里千瓦数。

7. 农业用电预测方法

可按每亩地的平均用电量来测算，也可按分项计算，例如排灌、农、牧、林、渔业的生产用电和农村照明等。按照有关文件规定，乡镇企业和农村个体工业中，凡符合工业生产条件的，应列入有关的工业行业，不列入农业；不够工业生产条件的，列入农业用电。表 2-7 列出根据《1992 年中国统计年鉴》数据折算的每亩地平均用电量供参考用。

表 2-7　　每亩地平均用电量（1991 年数据）

地　区	年末实有耕地面积（万亩）	农村用电量（亿 kWh）	每亩耕地耗电量（kWh/亩）
北　京	616.8	20.0	324.3
天　津	647.4	18.1	279.6
河　北	9824.6	65.5	66.7
山　西	5531.9	30.1	54.4
内蒙古	7507.0	11.7	15.6
辽　宁	5190.3	54.8	105.6
吉　林	5906.8	18.2	30.8
黑龙江	13278.4	20.3	15.3
上　海	481.4	40.4	839.2
江　苏	6825.0	121.5	178

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

地　　区	年末实有耕地面积（万亩）	农村用电量（亿 kWh）	每亩耕地耗电量（kWh/亩）
浙　江	2572.3	84.0	326.6
安　徽	6530.2	26.0	39.8
福　建	1852.0	23.4	126.3
江　西	3515.6	16.8	47.8
山　东	10251.1	84.2	82.1
河　南	10380.0	52.1	50.2
湖　北	5187.7	27.8	53.6
湖　南	4965.3	25.8	52.0
广　东	3779.7	72.8	192.6
广　西	3919.3	15.1	38.5
海　南	655.9	1.1	16.8
四　川	9421.1	48.0	50.9
云　南	2779.3	4.7	16.9
贵　州	4287.6	13.9	32.4
西　藏	334.0	1.6	47.9
陕　西	5281.7	28.6	54.1
甘　肃	5219.0	19.1	36.6
青　海	868.8	1.5	17.3
宁　夏	1196.4	4.5	37.6
新　疆	4673.8	12.0	25.7
全国总计	143480.4	963.2	67.1

用前述几种方法预测负荷（电量）的结果不应只看作是一个固定的数，而应看作范围。在规划设计中一般考虑高、低及一般可能出现的负荷水平。对近期负荷预测水平，常用近期电源的可能发展速度来检验实现的可能性，即从供电的可能性来预测所需的负荷水平。同样对中长期负荷预测水平，也可根据能源的可能发展速度来检验。

三、最大负荷预测方法

（一）最大负荷利用小时法

在已知某规划年的需电量后，可用年最大负荷利用小时数来预测年最大负荷，即

$$P_{n\cdot max}=\frac{A_n}{T_{max}} \tag{2-4}$$

式中　$P_{n\cdot max}$——年最大负荷（MW）；

A_n——年需用电量（kWh）；

T_{max}——年最大负荷利用小时数（h）。

各电力系统的年最大负荷利用小时数，可根据历史统计资料及今后用电结构变化情况

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

分析确定。

（二）年负荷率法

年最大负荷可按下式计算

$$P_{n \cdot max} = \frac{A_n}{\gamma_p \sigma \rho \times 8760} \tag{2-5}$$

式中 $P_{n \cdot max}$——年最大负荷（MW）；

A_n——年需用电量（kWh）；

σ——月不均衡系数；

γ_p——月最大负荷日的平均日负荷率。

用该方法预测最大负荷时，需要对预测期的负荷曲线或负荷曲线特性指标进行预测，工作量大，且较复杂。

四、变电所最大供电负荷和全网最大发电负荷的计算

1. 同时率

按以上方法预测了某地区或各行业的最大负荷后，各变电所、各省、地区及全网的综合用电最大负荷，不是等于各用户最大负荷值的直接相加，而应乘以一个小于1的同时率K，这是因为各用户的最大值不可能在同一时刻出现，一般同时率的大小与电力用户的多少、各用户的用电特点等有关。每个系统应根据实际统计资料确定，当无实际统计资料时，可参考下列数值：

各用户之间	K=0.85～1.0
用户少或有特大用电负荷时	K=0.95～1.0
用户特别多时	K=0.7～0.85
地区或系统之间	K=0.9～0.95

各行业用户的同时率可参考以下数据：

用户种类	同时率 K
一班制生产	0.94～0.95
二班制生产	0.95～0.97
三班制生产	0.97～0.98
煤炭工业	0.95
有色金属工业	0.97～0.98
化学工业	0.98～1.0
塑料纤维联合工业	1.0
水泥工业	0.98～1.0
日常生活用电	0.92～1.0
农业用电	0.9～0.97
电力牵引	1.0

2. 变电所最大供电负荷的确定

变电所最大供电负荷可按下式计算

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$P_{b\cdot max}=K\Sigma P_{y\cdot max} \tag{2-6}$$

式中 $P_{b\cdot max}$——变电所最大供电负荷；

K——同时率；

$P_{y\cdot max}$——变电所各用户最大负荷。

在电力系统规划设计中，可按表 2-8 格式进行计算。

表 2-8　　各变电所供电负荷计算表

项　　目	年	年	年	年	年	年
1. ××变电所						
××厂						
××厂						
合计						
同时率						
最大供电负荷						
2. ××变电所						
××厂						
××厂						
合计						
同时率						
最大供电负荷						
⋮						

3. 全网最大发电负荷的计算

全网最大发电负荷可按下式计算

$$P_{f\cdot max}=\frac{K\Sigma P_{b\cdot max}}{(1-K_{cy})(1-K_{xs})} \tag{2-7}$$

式中 $P_{f\cdot max}$——全网最大发电负荷；

K——同时率；

K_{cy}——厂用电率；

K_{xs}——线损率。

一般可按照表 2-9 格式计算全网最大发电负荷。

表 2-9　　全网最大发电负荷计算表

项　　目	年	年	年	年	年
1. ××变电所					
2. ××变电所					
合计					

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

170086

续表

项目	年	年	年	年	年
同时率					
全网综合最大负荷					
线损率（%）					
厂用电率（%）					
全网最大发电负荷					

当按行业计算全省或全网的最大发电负荷时，可利用表 2-10 的格式进行。利用该表同时可以计算出全省或全网的最大发电量。

表 2-10　　××系统（省）分行业负荷及用电量

项目	年		年		年		年		年	
	负荷 (MW)	用电量 (×10⁸kWh)	负荷 (MW)	用电量 (×10⁸kWh)	负荷 (MW)	用电量 (×10⁸kWh)	负荷 (MW)	用电量 (×10⁸kWh)	负荷 (MW)	用电量 (×10⁸kWh)
一、农林牧渔水利业合计										
二、工业合计										
其中发电厂用及线损电量										
三、地质普查和勘探业合计										
四、建筑业合计										
五、交通运输邮电通信业合计										
六、商业公共饮食物资供销和仓储业合计										
七、其他事业合计										
八、城乡居民生活用电合计										
其中：乡村										
城市										
九、用电总计										
十、同时率										
十一、最大负荷利用小时数 (h)										

华北电力大学（北京）图书馆

续表

项目	年		年		年		年		年	
	负荷 (MW)	用电量 ($\times10^8$kWh)	负荷 (MW)	用电量 ($\times10^8$kWh)	负荷 (MW)	用电量 ($\times10^8$kWh)	负荷 (MW)	用电量 ($\times10^8$kWh)	负荷 (MW)	用电量 ($\times10^8$kWh)
十二、综合最大负荷及用电量										
十三、线损率										
十四、最大供电负荷及供电量										
十五、厂用电率（%）										
十六、最大发电负荷及发电量										

第四节　电力负荷曲线的种类及特性指标

一、电力负荷曲线的种类

在电力系统规划设计中，为了进行全系统及系统内各地区的电力电量平衡，确定各类型发电厂的运行方式，研究调峰问题及装机的利用程度，确定本系统内和系统之间的交换电力和电量，并进行可靠性计算和电源优化，应根据需要编制电力负荷曲线。

电力负荷曲线通常包括日负荷曲线、年负荷曲线、周负荷曲线和年持续负荷曲线。日负荷曲线表示一天内每小时负荷的变化情况，如图 2-1 所示。年负荷曲线表示一年内各月最大负荷的变化情况，如图 2-2 所示。年负荷曲线可分为动态和静态两种。静态负荷曲线假设一个年度内最大负荷没有增长，只是由于季节原因某些季节负荷略有减少。需要说明的是，一

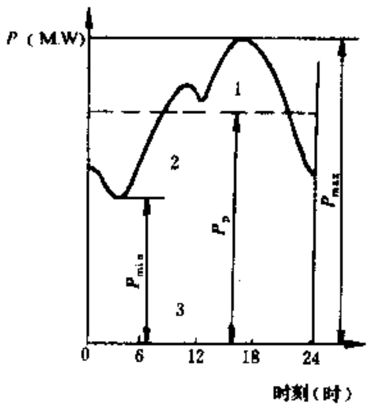


图 2-1　日负荷曲线

1—峰荷；2—腰荷；3—基荷

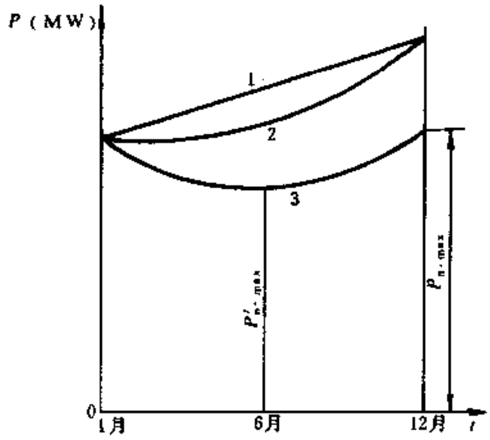


图 2-2　年负荷曲线

1—年增长曲线；2—动态曲线；3—静态曲线

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

些电网由于夏季农业用电以及降温用电的增加，年最大负荷可能出现在夏季。动态年负荷曲线考虑了年内负荷的增长，年终负荷大于年初负荷，更符合实际。周负荷曲线表示一周内每日最大负荷的变化情况，如图 2-3 所示。年持续负荷曲线将全年负荷按大小排队，并作出对应的累计持续运行小时数，从最小负荷开始，依次将各点负荷连成曲线，如图 2-4 所示。用该曲线可算出系统全年的电量，常用于编制电力系统的发电计划和进行可靠性估算。

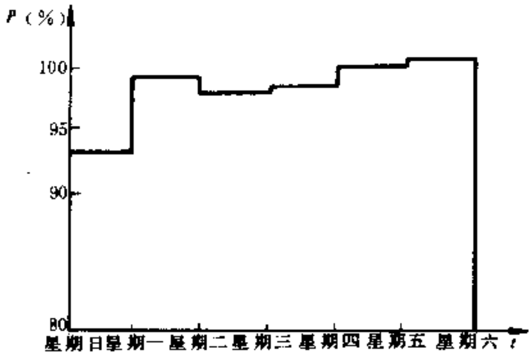


图 2-3 周负荷曲线

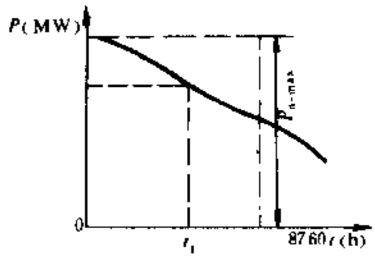


图 2-4 年持续负荷曲线

曲型日负荷曲线按用户所属行业分类见表 2-11[1]。表 2-12 列出了 1988 年以来由各大设计院提供的有关地区的某些大用户日负荷曲线，供参考。

二、电力负荷曲线特性指标

负荷曲线特性指标是进行负荷分析、掌握负荷随时间变化的规律和特性，初步确定各类电厂的运行方式和装机容量的参数。

（一）日负荷曲线特性指标

日负荷曲线如图 2-1 所示。一般日负荷曲线有 2 个高峰（即早高峰和晚高峰）和 1 个低谷。分析日负荷曲线主要是找出日最大负荷 P_{max}，日平均负荷 P_p 和日最小负荷 P_{min} 3 者之间的关系。从图 2-1 中看出，可以把负荷分为基荷、腰荷和峰荷 3 个部分。最小负荷 P_{min} 水平线以下的部分称为基荷，在平均负荷 P_p 以上的部分称为峰荷，在最小负荷与平均负荷之间的部分称为腰荷。用日负荷率 γ 和最小负荷率 β 表示日负荷曲线的特性指标。

1. 日负荷率 γ

日负荷率 γ 是日平均负荷与日最大负荷的比值，即

$$\gamma = \frac{P_p}{P_{max}} \tag{2-8}$$

2. 日最小负荷率 β

日最小负荷率是日最小负荷与同日最大负荷之比，即

$$\beta = \frac{P_{min}}{P_{max}} \tag{2-9}$$

日负荷率 γ 表示负荷的平复程度，其值越高，说明负荷在一天内的变化越小。日最小负

[1] 此表摘录自 1980 年电力工业出版社出版的《水能设计》。

表 2-11　　　　各类用户典型日负荷曲线表(%)

用户种类	季节	时刻(时)																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1. 煤炭工业	冬季	89	90	91	83	93	98	99	72	94	98	100	96	84	91	93	72	88	94	96	96	83	91	91	71
	夏季	89	90	91	83	90	95	98	72	94	98	100	96	84	91	93	72	85	91	92	92	83	91	91	71
2. 黑色冶金工业	冬季	85	90	87	84	84	87	90	100	95	92	85	95	95	92	80	97	97	97	87	96	96	96	80	80
	夏季	79	78	70	78	78	75	71	94	94	92	85	95	95	92	74	94	94	94	82	94	95	95	86	80
3. 有色冶金工业	冬季	89	89	89	89	89	89	93	97	97	100	100	98	93	97	98	100	94	96	98	98	96	96	93	91
	夏季	89	89	89	89	89	87	91	97	97	100	100	98	93	97	96	100	94	96	96	96	96	96	93	91
4. 机械工业	冬季	50	45	40	40	45	55	67	94	93	100	90	60	83	92	90	77	55	63	75	85	80	77	75	70
	夏季	50	45	40	40	40	45	63	89	97	100	90	60	83	92	94	77	54	58	67	77	77	73	75	70
5. 化学工业	冬季	85	85	85	80	85	85	84	97	100	95	95	84	95	95	98	92	90	91	91	91	80	87	86	85
	夏季	85	85	85	80	82	82	82	93	95	95	95	84	95	95	95	82	80	87	87	87	87	80	86	85
6. 建筑材料工业	冬季	83	80	80	80	80	88	95	97	97	100	99	83	94	93	91	88	82	88	93	90	90	88	85	83
	夏季	83	80	76	74	74	80	91	97	97	100	99	83	94	93	91	88	82	82	88	88	88	88	85	83
7. 纺织工业	冬季	75	60	55	55	55	64	80	100	100	90	82	80	84	96	97	95	80	90	90	90	90	80	85	85
	夏季	75	60	55	50	50	60	75	93	93	90	92	80	84	76	77	95	80	84	84	84	84	75	75	85
8. 造纸工业	冬季	70	70	70	70	70	70	70	86	95	94	94	89	71	91	93	93	95	95	100	98	92	92	92	90
	夏季	70	70	70	70	70	70	85	90	95	94	94	89	91	91	93	93	94	91	95	94	88	92	92	80
9. 食品工业	冬季	65	60	60	60	65	75	85	90	98	100	98	80	95	97	95	88	90	92	92	87	92	92	90	80
	夏季	65	60	60	60	65	73	80	90	98	100	98	80	95	97	95	85	85	85	87	85	92	92	90	80
10. 石油工业	冬季	94	94	94	94	94	94	94	93	96	96	95	93	90	95	93	89	89	98	100	100	100	99	96	95
	夏季	94	94	94	94	92	92	92	93	96	96	95	93	90	95	93	89	89	95	97	100	100	99	96	95
11. 其他工业	冬季	21	20	20	20	25	35	45	67	93	97	100	93	63	75	90	93	87	80	75	72	65	55	40	30
	夏季	21	20	20	20	20	27	37	55	65	72	80	75	50	55	65	75	70	65	55	52	45	40	33	25
12. 电气化铁道	冬季	85	66	100	84	60	91	76	86	100	85	60	92	75	87	78	93	100	90	75	91	60	83	75	75
	夏季	85	66	100	84	60	86	72	84	97	85	60	92	85	87	78	90	95	96	75	93	60	83	75	75
13. 市政生活	冬季	30	25	25	23	25	34	48	37	32	28	28	25	23	20	25	25	31	80	100	96	87	77	57	35
	夏季	30	22	22	22	21	23	25	27	27	27	25	22	20	17	17	21	25	26	27	40	70	60	45	30
14. 农业用电	冬季	36	31	30	37	38	40	87	96	94	96	50	42	58	90	91	92	89	86	100	88	72	48	40	35
	夏季	24	20	25	31	29	28	66	73	73	77	54	28	41	70	71	71	69	54	69	70	65	37	29	20

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 2-12　　某些大用户典型日负荷曲线表(%)

用户名称	季节	时刻（时） 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1. 大同煤炭矿务局	冬季	77.4	72.9	71.2	75.9	79.1	80.8	88.1	89.4	89.4	89.4	80.8	80.8	80.8	88.1	75.2	76.8	79.9	92.8	94.6	100	99.1	92	88.1	75.9
	夏季	69.4	66.5	70.3	67.3	74.3	72.8	75.1	83.4	83.3	77.9	85.9	87.5	81.3	78.9	71.9	73.0	74.5	82.2	85.3	92.4	95.2	100	89.2	81.2
2. 上海石油化工总厂	夏季	80	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7	91.3	97.3	91.3	100	98	93.3	93.3	86.7	90	93.3	94	88	81.3	81.3	81.3	81.3	81.3	84.7
3. 冀东水泥厂	冬季	56.4	63.4	63.4	63.4	70.1	75.5	70.1	75.5	75.5	50.5	43.7	43.7	36.7	55.5	37.1	30.4	100	90.1	76.5	70.3	50.5	90.1	17.8	23.6
4. 石家庄印染厂	冬季	70.6	86.3	94.1	84.3	86.3	70.6	76.5	62.8	85.6	96	92.2	94.1	92.2	94.1	92.2	92.2	88.2	74.5	94.1	92.2	98.0	100	96	88.2
	夏季	81.5	92.3	100	100	92.3	92.3	76.9	61.5	89.2	90.8	92.3	93.9	92.3	92.3	95.4	96.9	96.7	92.3	95.4	95.4	92.3	92.3	95.4	95.4
5. 株洲锌冶炼厂	冬季	58.2	62.5	50	59.1	45.5	45.5	43.6	54.5	63.6	90.9	100	58.2	58.2	56.4	65.5	58.2	56.4	63.6	60.0	53.6	49.0	49.0	54.5	54.5
6. 寿王坟铜矿	冬季	100	93.4	88.3	90.3	98.9	96.9	86.7	86.2	74.5	83.7	85.7	86.7	96.9	96.7	86.7	83.6	73.9	45.9	45.9	46.9	51.0	63.7	76.5	91.8
7. 石家庄国棉二厂	冬季	84.6	84.2	86.3	69.6	79.5	90.3	82.7	80.4	84.8	89.5	90.0	69.1	82.3	89.1	85.2	85.7	90.4	100	99.0	89.5	68.2	80.4	87.6	79.9
	夏季	80.5	83.7	91.8	68.7	82.2	86.3	90.3	94.5	90.0	93.4	84.6	77.1	89.8	88.3	87.8	90.3	84.2	100	88.2	90.0	77.6	81.2	86.6	91.6
8. 天津碱厂	冬季	100	94	94.8	96	98.7	95	91	96.5	98.0	94.8	91.7	91.7	93.1	91.6	95.0	94.0	91.6	92.1	90.0	94.5	98.0	94.0	92.1	94.0
9. 大沽化工厂	冬季	97	94.2	97.2	95.4	97.7	95.4	96.5	96.5	100	100	98.8	97.7	97.7	98.1	98.8	96.5	100	98.8	97.7	97.7	96.5	97.7	97.7	100
10. 德兴铜矿	冬季	93.3	94.7	95.5	97.4	97.4	98.7	100	100	99.5	97.4	97.8	97.4	95.2	90.7	88.0	94.4	94.4	93.3	93.3	86.7	80.0	79	78.8	78.8
11. 长春第一汽车制造厂	冬季	36.7	31.7	32.5	30.8	37.5	48.3	90.9	100	100	86.7	46.7	98.4	82.5	81.7	83.3	83.3	73.7	63.3	75.0	70.0	63.3	38.5	36.7	36.7
	夏季	32.1	29.0	26.9	35.2	43.9	41.8	43.9	84.9	84.9	93.2	49.7	84.9	86.9	100	100	72.5	77.6	81.8	81.8	59.6	61.7	55.9	56.9	32.1

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

荷率表明一天内负荷变化的幅度，其值越高，说明负荷在一天内大小的变化越小。γ 和 β 值的大小受电力系统中用电结构的影响，连续性生产的工业用电比重越大，γ 和 β 值也越高，若电力系统人为进行削峰填谷，则 γ 和 β 值也很高。反之，若系统中市政生活、商业及照明用电比重很大，则 γ 和 β 值就比较低。当工业用电占总用电的90%及以上时，γ 值一般在0.9，β 值在0.8及以上(参见表2-11)；当工业用电占总用电的75%～85%时，γ 值在0.8～0.9之间，β 值在0.68～0.78之间；当工业用电比重少于75%时，γ 值在0.8以下，β 值在0.6左右。

(二)年负荷曲线特性指标

分析年负荷曲线，主要找出年最大及最小负荷发生的月份及变化规律，其特性指标如下。

1. 月不均衡系数 σ

月不均衡系数 σ 是指该月的平均负荷与月内最大负荷日平均负荷的比值，它表示月内负荷变化的不均衡性，亦称月负荷率。σ 可由下式计算

$$\sigma = \frac{P_{yp}}{P_{yzp}} \tag{2-10}$$

式中 P_{yp}——月平均负荷；

P_{yzp}——月内最大负荷日的平均负荷，

由于各月的 σ 不同，一年的平均值可用式(2-11)计算，即

$$\sigma_p = \sum_{y=1}^{12}\sigma_y \Big/ 12 \tag{2-11}$$

式中 σ_y——各月的月不均衡系数；

σ_p——一年的月不均衡系数平均值。

月不均衡系数大小与用电部门的停工休息，生产班次有很大关系，该系数是由于负荷在月和周内停工、休息和设备小修等引起的。

2. 季不均衡系数 ρ

季不均衡系数 ρ 是指全年各月最大负荷的平均值与年最大负荷的比值(也称年不均衡率)。它表示一年内月最大负荷变化的不均衡性，用式(2-12)计算

$$\rho = \frac{\sum_{y=1}^{12} P_{y\cdot max}}{12P_{n\cdot max}} \tag{2-12}$$

式中 $P_{y\cdot max}$——全年各月的最大负荷值；

$P_{n\cdot max}$——年最大负荷值。

3. 负荷静态下降系数 K_j

负荷静态下降系数 K_j 是指不考虑负荷在一个年度内增长时，负荷由于季节性自然下降的情况(如图2-2所示)，有

$$K_j = \frac{P'_{n\cdot max}}{P_{n\cdot max}} \tag{2-13}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

式中 $P'_{n\cdot max}$——静态最小负荷月的月最大负荷；

$P_{n\cdot max}$——静态年最大负荷。

4. 负荷的年平均增长率

负荷的年平均增长率为所计算年度的年最大负荷或电量与前一年度最大负荷或电量的比值。可按式(2-14)计算

$$K_{zzh}=\left(\sqrt[n]{K_A}-1\right)\times 100\% \tag{2-14}$$

式中 K_{zzh}——负荷的年平均增长率；

K_A——所计算年度的负荷或电量与上一年的负荷或电量的比值；

n——两个水平年相隔年数，一般与国民经济计划相适应(5 年或 10 年)。

5. 年最大负荷利用小时数

年发电量除以年最大负荷 $P_{n\cdot max}$，即得年最大负荷利用小时数 T

$$T=\frac{A_F}{P_{n\cdot max}} \tag{2-15}$$

式中 A_F——年发电量；

$P_{n\cdot max}$——年最大负荷。

6. 年最大负荷利用率 δ

年最大负荷利用率 δ 等于该年最大负荷利用小时数除以全年小时数，按式(2-16)计算

$$\delta=\frac{T}{8760}=\gamma\sigma\rho \tag{2-16}$$

第五节 电力负荷曲线的编制

与电力负荷预测一样，规划期电力负荷曲线的编制也需要在调查研究的基础上进行。

一、日负荷曲线的编制

(一)分析调查资料，作出现有典型日负荷曲线

第一章总论中已提出了负荷曲线的搜资大纲，根据搜集的资料，对以下几点作出分析：

(1) 代表月的选择。需要根据每个系统的情况和所研究问题的重点进行选择。对具有水、火电厂及核电厂联合运行的电力系统，往往需要分析冬、夏两个代表月的日负荷曲线。冬季代表月常取年负荷为最大或较大、水电处于枯水而火电或核电出力为最高的月份，夏季代表月常取水电处于丰水，火电出力为年最低的月份。此外，尚应根据系统特定的需要，选择适当的月份作代表，如选水电厂水头最低的月份来观察出力的平衡问题。

(2) 日负荷特性的分析。选定代表月后，对该月的日负荷曲线的几个特性指标 γ、β 进行计算，计算时需采用出现概率大的典型负荷日。

(3) 作出典型日负荷曲线。在全月的日负荷曲线中，选择 3～5 个最大负荷发生时间相同，最小负荷发生时间尽可能一致的代表性日负荷曲线作为典型负荷曲线的基础资料。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（二）编制日负荷曲线

日负荷曲线的编制有几种方法，有各行业典型负荷曲线叠加法、历史负荷曲线修改法和典型系统法。历史负荷曲线修改法是在现有电力系统统计资料的基础上进行修改，比较简便、省时间，适于具有一定运行统计资料的电力系统采用。各行业典型负荷曲线叠加法，是把各行业用电的典型负荷曲线叠加而成，这种方法适用于新电力系统的设计，工作量比较繁。典型系统法是根据工农业用电比重和 γ、β 值来套用某种曲线。

1. 各行业典型负荷曲线叠加法

首先计算系统中每个行业的综合供电负荷，即将每个行业的同类用户负荷相加后乘以同时率而求得。然后按各行业用电的冬夏典型日负荷特性曲线（以百分数表示）求出各行业用有名值表示的负荷曲线，将各行业负荷曲线叠加并加上线损、厂用电后，就可以得出系统的冬夏日负荷曲线，整个计算可以用计算机进行。当用手计算时，其计算表格见表 2-13。

表 2-13　　日负荷曲线编制表

编号	用户名称	参　数	各时刻负荷 1 2 3 4 5 6 …23 24	日电量(kWh) $\sum_{1}^{24}P_i$
1		$P\%$ P_1(MW)	a_1 b_1	
2		$P\%$ P_2(MW)	a_2 b_2	
⋮				
n				
	用电负荷总计	$\sum_{1}^{n}P_y$		
	线损率	K_{xs}		
	最大供电负荷	$\frac{\sum_{1}^{n}P_y}{(1-K_{xs})}=\sum_{1}^{n}P_{g\cdot\max}$		
	厂用电率	K_{cy}		
	最大发电负荷	$\frac{\sum_{1}^{n}P_{g\cdot\max}}{(1-K_{cy})}$		

表中 $a_1,a_2,a_3,\cdots$ 项填写该类用户典型负荷曲线的百分数，$b_1,b_2,b_3,\cdots$ 项等于该类用户的最大负荷乘 a 项的百分数所得到的各时刻负荷。$P\%$ 为最大负荷百分率，$P_1,P_2,P_3,\cdots$ 为各类用户各时刻最大负荷。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

利用表 2-13 计算出冬季负荷曲线，其最大发电负荷应与电力负荷增长表上的最大负荷相符，若不符则应在同时率上进行调整。

在季节性负荷比重小于 10%时，可用同样方法求出夏季日负荷曲线。若季节性负荷较大，则应将季节性负荷加进去另行计算。

各行业典型负荷曲线叠加法目前在实际工作中已应用不多，但这是一个基本方法，在此基础上发展了其他的方法。

2. 历史负荷曲线修改法

这种方法是在掌握历史统计资料的基础上，结合远景负荷结构的变化修改而成，其步骤如下：

(1) 分析近几年的实际负荷曲线，挑选出人为调整负荷情况少的曲线作为典型日负荷曲线。

(2) 将规划年份各类用户负荷结构百分数与所选用的典型日负荷曲线的实际负荷结构进行对比。

(3) 将负荷比重变化较大的用户，按规划年所改变的比重代入相应的典型负荷曲线，再进行典型日负荷曲线的修正（以百分数表示）。

(4) 将规划年份各季的最大负荷值代入综合典型负荷曲线，即可得到用有名值表示的冬季或夏季典型日负荷曲线。

3. 典型系统法

表 2-14 按工业和非工业所占比重，将电力系统分成若干类型，相应每个类型有一定的 γ、β 值和下降系数，套用负荷结构相近的典型负荷曲线。表中的典型系统日负荷曲线，是东北地区的行业典型曲线叠加后修改成的，其他地区采用时要根据本系统情况适当修正。

二、年负荷曲线的编制

（一）分析历史统计资料，作出系统现有年负荷曲线

分析所搜集的多年负荷曲线，找出年最大和最小负荷发生的月份，计算出负荷年平均增长率，季不均衡系数。然后从多年的年负荷曲线中选取 3～5 个比较有代表性的年份进行平均，并用百分数折算，经调整后即可得出现有典型的年负荷曲线。

（二）编制年负荷曲线

一般有两种方法：

(1) 现有曲线修改法。对季节性生产用电比重较小的系统（如小于 10%），可利用地区现有年负荷曲线，分析规划年份季节性用电的构成关系，若没有特别大的变化，可以仍然采用现有年负荷曲线的形状。对于季节性生产用电比重较大（如超过 10%～15%以上）的系统，应分别作出连续性生产用电和季节性生产用电的年负荷逐月变化曲线，然后叠加成系统年负荷曲线。

(2) 运用负荷曲线特性指标计算法。利用年平均增长率 K 和负荷静态下降系数 K_j，计算出规划设计年的年初、年末及年中的最大负荷，然后再用补插法计算其他各个月份的最大负荷。补插时可根据统计资料的变化规律进行。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 2-14 不同类型系统典型日负荷曲线

类型	工业用电比重	时刻（时）/季节	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	ΣP	日负荷率（%）	静态下降系数
Ⅰ	95%	冬	89	86	84	82	85	87	88	91	97	99	94	86	94	97	95	94	98	99.5	100	99	95	94	92	90	2215.5	92.2	0.95～0.97
		夏	90	90	89	84	85	85	85	90	99	100	96	91	95	98	97	95	93	92	96	97	98	95	94	91	2225	92.6	
Ⅱ	90%	冬	85	84	83	80	82	84	85	87	92	94	88	83	89	92	90	89	97	99	100	98	95	92	90	86	2144	89.3	0.91～0.93
		夏	87	86	85	82	83	83	83	87	96	98	94	89	92	96	96	92	91	90	95	98	100	98	93	90	2184	91.1	
Ⅲ	85%	冬	80	77	78	75	78	81	82	83	88	90	85	79	86	88.5	88	88	96	98	100	98	94	91	86	81	2070.5	86.2	0.9～0.92
		夏	84	83	81	78	79	79	80	83	93	94	92	86	88	92	92	89	88	87	93	97	100	97	91	85	2111	88	
Ⅳ	80%	冬	15	73	72	71	76	80	79	80	83	86	81	74	82	85	85	86	95	97	100	97	94	91	87	76	2005	83.4	0.88～0.90
		夏	81	78	77	75	76	76	77	84	90	91	89	83	85	88	89	87	85	84	90	95	100	95	90	82	2047	85.2	
Ⅴ	75%	冬	72	70	69	68	72	77	76	77	83	84	81	73	81	83	83.5	86	94	97	100	97	94	90	87	74	1968.5	82	0.89～0.91
		夏	77	75	73	71	72	72	73	78	87	89	88	82	83	85	88	86	82	80	86	84	100	94	87	74	1980	82.5	
Ⅵ	70%	冬	64	63	62	61	65	71	71	73	78	79	75	71	76	79	80	84	95	97	100	95	90	85	80	65	1859	77.4	0.86～0.88
		夏	74	71	68	65	66	66	68	74	85	86	85	80	81	84	85	83	80	78	84	93	100	93	86	75	1910	79.5	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第三章 电力电量平衡

编者 陈淑真　　审者 曾 彼

第一节 概　述

一、电力电量平衡的目的与要求

电力电量平衡是电力电量供应与需求之间的平衡。在系统设计中应进行电力电量平衡计算，主要分析、研究以下问题（目前可用计算机程序进行电力电量平衡，这里所介绍的是手算中考虑的原则和方法）：

(1)确定电力系统需要的发电设备容量，包括确定水电、火电或核电厂的新建、续建和扩建项目等。并确定规划设计年度内逐年新增的装机容量和退役机组容量。

(2)确定系统需要的备用容量，研究在水、火电厂之间的分配。

(3)确定系统需要的调峰容量，使之能满足设计年不同季节的系统调峰需要，并提出典型日的调峰方式和系统调峰方案。

(4)在满足电力系统负荷及电量需求的前提下，合理安排水火电厂的运行方式，充分利用水电，使燃料消耗最经济，并计算系统需要的燃料消耗量。

(5)确定各代表水文年各类型电厂的发电设备利用小时数，检验电量平衡。

(6)确定水电厂电量的利用程度，以论证水电装机容量的合理性。

(7)分析系统与系统之间、地区与地区之间的电力电量交换，为论证扩大联网及拟定网络方案提供依据。

二、电力平衡中的容量组成

(1)装机容量。指系统中各类电厂发电机组额定容量的总和。

(2)必需容量。指维持电力系统正常供电所必需有的装机总容量，即工作容量和备用容量之和。

(3)工作容量。指发电机担任电力系统正常负荷的容量。在电力平衡表中的工作容量是指电力系统最大负荷时的工作容量。其中担任基荷的电厂出力就是工作容量，担任峰荷和腰荷的发电厂以日负荷最大时刻的出力作为工作容量。水电厂的工作容量是指按保证出力运行时所能提供的发电容量，其大小与其保证出力及其在电力系统日负荷曲线上的工作位置有关。

(4)重复容量。指水电厂为了多发季节性电能，节省火电燃料而增设的发电容量。重复容量是在一定的设计供电范围、负荷水平和设计保证率条件下选定的，当任一条件变化时，就有可能部分或全部转化为必需容量。

(5)受阻容量。指由于各种原因，发电设备不能按额定容量发电时的容量称受阻容量。机

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

组受阻的原因很多，火电机组有设备缺陷、燃料发热量过低、循环水温过高等原因。水电机组由于运行水头低于设计水头而受阻的称为水头受阻容量；由于水量不足而受阻的称为水量受阻容量，主要发生在径流式电厂中。对一个水电厂来说，水头受阻平均分配在每台机上；水量受阻可调度集中于一台或几台机组，这些机组可替代本厂的检修备用和其他机组的事故备用。

(6)备用容量。指为了保证系统不间断供电、并保持在额定频率下运行而设置的装机容量。它包括有负荷备用、事故备用和检修备用容量3部分。负荷备用容量是指为担负电力系统一天内瞬时的负荷波动和计划外的负荷增长所需要的发电容量。事故备用容量是指电力系统中发电设备发生事故时为保证正常供电所需要的发电容量。检修备用容量是指在电力系统一年内的低负荷季节，不能满足全部机组按年计划检修而必须增设的发电容量。

(7)水电空闲容量。指电力平衡中未能得到利用的那部分水电装机容量。其大小随着各水电厂工作容量的大小而变化。

第二节　电力系统的备用容量

一、负荷备用容量的确定

预测的电力日负荷曲线通常是用每小时平均值来表示的，但实际负荷是瞬时变化的，再加上常常出现计划外的短时负荷，因此需要设置负荷备用容量，以保证系统维持在标准频率运行。一般负荷备用容量为最大负荷的2%～5%，低值适用于大系统，高值适用于小系统。

担任负荷备用任务的电厂常称为调频电厂，它应具有立即带上负荷的能力，所以一般都采用旋转备用。在系统中各电厂之间，调频电厂应有一个合理的布局。当负荷波动不太大时，可由某一电厂担任。当负荷变化较大时，应由几个电厂来担任。当电力系统的范围较大、输电距离较远时，可以由不同地区的电厂分别担任该地区的负荷备用。对于由水火电厂组成的电力系统，一般优先考虑具有调节能力的坝后式水电厂为调频电厂。引水式水电厂应选择引水管较短者为调频电厂。在下游有通航等综合利用要求的水电厂作调频电厂时，应考虑由于流量和水位剧烈变化对航运等的不利影响。担任调频的水电厂必须要有足够的电量保证(按负荷备用容量乘2h计算)。此外，还需要考虑不同季节水火电协调及线路输送能力的约束。

二、检修备用容量的确定

为了保证发电设备安全经济的运行，发电设备必须有计划的定期进行检修。一般首先考虑尽可能利用负荷下降的季节安排检修。但随着机组单机容量的加大以及台数的增多，计划检修仅利用负荷下降的季节安排已不大可能，而需设置专门的检修备用容量。电力平衡中检修备用容量可按最大发电负荷的8%～15%考虑。在实际运行中检修备用应按有关规程要求及系统情况，在年负荷曲线图上安排年检修计划确定。表3-1～表3-3为SD230—87《发电机检修规程》中规定的主要设备检修周期和检修天数，供作计划安排时参考用。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 3-1　　主要设备检修周期

主设备	大修周期	小修周期
锅炉	3 年(或运行 12000～18000h)	4～8 个月
燃油(气)锅炉	4 年	
汽轮发电机组	同锅炉大修间隔	同锅炉小修间隔
水轮发电机组	多泥沙水电厂 3～4 年,非多泥沙水电厂 4～6 年	每年 2 次
主变压器	据运行情况和试验结果确定,一般为 10 年	每年 1 次

表 3-2　　汽轮发电机组检修停用日数(天)

机组容量(MW) \ 检修类别	大修	小修
25～50 以下	19(20)	6
50～100 以下	24(25)	8
100	32	9
110～125	32～38	11
200～250	45	14
300～350	50～55	18
500～600	60	20

注 “( )”中的数指高温高压停用日数。

表 3-3　　水轮发电机组检修停用日数(天)

转轮直径(mm) \ 机型及检修类别	混流式		轴流式		冲击式	
	大修	小修	大修	小修	大修	小修
1200～2500 以下	25	3			20(25)	4
2500～3300 以下	28	5				6
3300～4100 以下	33	7	35	8	25(30)	
4100～5500 以下	40	7	43	8		
5500～6000 以下	45	8	48	10		
6000～8000 以下	48	10	50	10		
8000～10000 以下	50	12	50	12		

水轮发电机组一般都放在枯水期检修,为防止弃水,在同一水电厂内应尽量避免同时检修 2 台机组。

三、事故备用容量的确定

当运行中部分机组因异常或事故而强迫停运时,为了保证在规定的时间内不间断地向用户供电,需要设置事故备用容量。

事故备用容量中应有一部分机组在频率偏离正常时能自动投入,另一部分应在规定时间内投入运行。担任系统事故备用的水电厂,应有专用的备用库容作保证,其大小宜满足事故备用连续工作 10 天。水电厂的空闲容量不应作为系统的事故备用,但可作为该水电厂的事故备用或检修备用。

火电厂担任事故备用后,宜使机组长期在经济出力范围内运行。在事故消除后的 10 天内,应保证恢复水电厂所消落的备用库容。

在电力电量平衡计算中,事故备用容量在系统中水火电厂之间的初步分配,可按其担负工作容量的比例求得。

确定事故备用容量的方法有以下几种。

(一)传统的百分率法

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

事故备用在国外多数是按可靠性计算结果来确定的，但我国各电力系统的可靠性准则尚未规定，在电力平衡计算中常用传统的百分率法，即根据经验一般考虑事故备用容量为最大发电负荷的10%左右，并且不小于系统1台最大单机容量。

(二)电力不足概率($LOLP$)法

此法详见第六章。

第三节 水电厂的运行特性

一、水电厂的分类

(一)水电厂按水库调节性能分类

水电厂按水库调节性能可分为无调节、日调节、周调节、年调节和多年调节水电厂。

(1)无调节水电厂。这种水电厂无有效库容或库容很小，属径流电厂，没有调节能力，只能按天然流量运行。

(2)日调节水电厂。水库库容较小，只能调节1日24h的来水量。一般当具有枯水日来水量的20%～25%库容时，即能进行日调节。

(3)周调节水电厂。具有将1周内的来水量按用水要求进行分配的能力，其调节周期为1周。这类水电厂也可以同时进行日调节。一般情况下库容系数(水库有效库容与入库多年平均年水量的比值)小于8%时可进行周调节。

(4)年调节水电厂。具有较大的库容，能将丰水期多余的水量蓄存到枯水期使用，水库的调节周期为1年。一般情况下，库容系数为8%～30%时，可以进行年调节。但在天然径流年内分配较为均匀时，即使库容系数$\beta=2\%\sim8\%$，也可进行年调节。当水库库容可以将1年内的来水量按照用水需要分配时，称为完全年调节水库。当水库仅仅只能蓄存丰水期部分多余水量时，则称为不完全年调节水库或季调节水库。年调节水库可以同时进行周调节和日调节。

(5)多年调节水电厂。当水库库容很大，可以分配各年之间的水量时，称多年调节水电厂。它可以将丰水年的多余水量蓄存到枯水年使用，其多年调节周期一般为2年以上。根据经验，若年水量的变差系数(即某水文系列水量的均方差)值小，年内水量分配较均匀时，库容系数大于30%即可进行多年调节，否则需要更大的库容才能进行多年调节。这种类型的水电厂可同时进行日、周和年调节。

(二)水电厂按水能利用的开发方式分类

(1)堤坝式水电厂。在河流地形地质条件适宜的地方筑拦河坝(或闸)，形成水库，抬高上游水位，与下游天然水位形成落差，即可发电。电厂布置在坝下游的称坝下式水电厂，例如刘家峡，丰满水电厂等。低水头水电厂兼有拦河坝作用的叫河床式水电厂，例如富春江、葛洲坝水电厂等。

(2)引水式水电厂。在坡段较陡的河段，或是河湾两端河床高程相差较大的地方，利用引水道引水，与天然水面形成落差发电。例如鲁布革、天生桥水电厂。

(3)混合式水电厂。一部分利用拦河坝提高水位，一部分利用引水管集中水头来发电。例

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

如狮子滩水电厂。

(4)梯级式开发水电厂。通常在落差过大或淹没损失过多,集中开发在技术经济上不合适时采用。如黄河上游自龙羊峡至乌金峡近500km河段内,集中了1165m水头,分成12个梯级电厂。

(5)跨流域式水电厂。属引水式水电厂的一种特殊形式,水电厂尾水不返回原来河道中去,而是流人流域以外的相邻河流中去。采用这种开发方式时,需要研究两个流域的自然影响和生态平衡问题。以礼河水电厂属于此种类型。

(6)抽水蓄能水电厂。在某一河道上建有上、下两个水库,在电力系统低谷负荷时,发电机当抽水机用,将下水库中的水抽到上水库,以位能形式储存在上水库中,待电力系统高峰负荷时,再将这部分水量通过水轮机发电。这种水电厂在系统中作调峰用。

(三)水电厂按厂房的型式分类

(1)岸边式。水电厂位于河道岸边,由隧洞或管道将水自水库引来。

(2)坝下式。发电厂房紧靠挡水重力坝后,引水钢管自坝体内穿出,是一种最常见的布置方式。若坝下式厂房布置在溢流坝段后面,即为厂房顶溢流式。

(3)河床式。厂房建厂河床上,厂房本身作为整个蓄水建筑物的一部分。

(4)地下式。厂房全部或部分在地下,适于在山区峡谷河流上修建。

(5)坝内式。将厂房布置在挡水坝或溢流坝体的空腔内。这种型式适合于流量大、河床窄的枢纽布置,工程量较小,厂房引水及尾水系统均较短,水头损失小。

(6)其他型式。根据电厂的具体情况,采用露天式厂房或是把厂房分别布置在闸墩内等。

二、水电厂的水库各项特征水位及相应库容

水电厂的水库特征水位及相应库容包括有校核洪水位、设计洪水位、防洪高水位、防洪限制水位、正常蓄水位、死水位以及防洪库容、调洪库容、兴利(调节)库容、死库容等。在此仅介绍这些特征值的含意,其选择和计算可参看有关水能设计资料。

(1)死水位和死库容。死水位是指在正常运行情况下,允许水库消落的最低水位。该水位以下的水库容积称为死库容。除特殊情况外,死库容中的蓄水量一般不动用。

(2)正常蓄水位和兴利(调节)库容。正常蓄水位指水库在正常运用情况下,满足设计的各使用部门(包括水利、发电等)要求,在开始供水时应蓄到的高水位,即过去所称的正常高水位。该水位与死水位之间的库容称为调节库容或兴利库容。

(3)防洪限制水位和共同库容,防洪限制水位指水库在汛期允许蓄水的上限水位。可根据洪水特性和防洪要求,在汛期的不同时段分期拟定。若防洪限制水位定在正常蓄水位以下时,防洪库容与调节库容相结合,从而减小防洪专用库容,该结合的库容称共用库容。

(4)防洪高水位和防洪库容。防洪高水位是指遇到下游防护对象的设计标准洪水时,水库(坝前)达到的最高水位。该水位与防洪限制水位间的库容称为防洪库容。

(5)设计洪水位和滞洪库容。设计洪水位是指遇到大坝设计洪水时,水库在坝前达到的最高水位。该水位与防洪限制水位间的库容,称为滞洪库容。

(6)校核洪水位和调洪库容。校核洪水位是指遇到大坝的校核标准洪水时,水库坝前达到的最高水位。该水位与防洪限制水位间的库容,称为调洪库容。校核洪水位以下的全部库

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

容称为总库容。

(7)动库容和静库容。动库容指水库在洪水时实际水面线以下与坝前水位水平面以上之间所包含的容积。坝前水位水平面以下的容积称静库容。

以上水库各项特征水位和各项库容的关系,如图 3-1 所示。(该图摘自 SDJ11—77《水利水电工程水利动能设计规范》)。

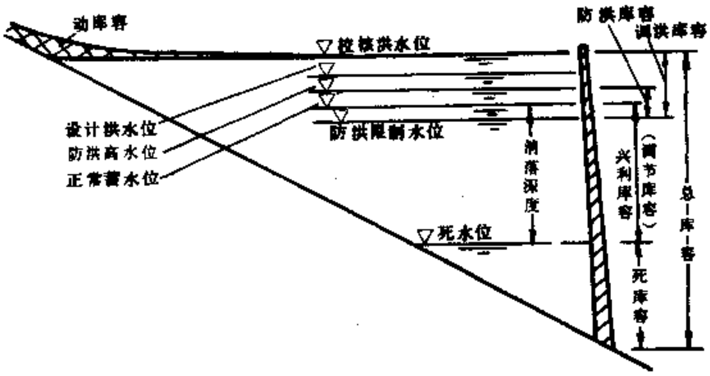


图 3-1 水库各项特征水位和各项库容的关系

三、水库径流调节的作用和水利水能计算

(一)水库径流调节的作用

径流调节是利用水库控制和调节径流,在时间上进行重新分配,以满足国民经济各用水部门的需要。为了削减洪峰而进行的调节,一般称为洪水调节;为发电、灌溉、供水等目的而进行的调节,称为径流调节。

水库径流调节按照库与库之间的调节关系区分,可分为补偿调节,缓冲调节和反调节。

(1)补偿调节。由于地质地形等条件的限制,有时水库必须筑于离引水断面比较远之处。若上游水库到引水断面之间有支流流入,这部分区间流量并未经过水库调节,因此水库泄水和区间支流汇合后仍可能不适合用水要求。所以上游水库泄水量应等于下游引水断面和区间支流流量之差。即上游水库应经常调节适当的水量,来补偿供水的不足。上游水库所进行的这种调节,称为补偿调节。

(2)缓冲调节。如果上游水库与下游引水断面的距离较远,难以精确预计区间各支流入流量及随时间的变化,则往往在下游引水断面附近建水库进行调节,称为缓冲调节。有了这种调节,上游水库只需进行粗略调节,而由缓冲水库进行细致的调节。

(3)反调节。水电厂进行日调节时,下游水位和流量都发生较大的变化,影响灌溉与航运等,为此,在下游建水库对上游水量进行重新调节,称为反调节。

(二)水电厂的水利水能计算

1. 保证率与保证出力

水电厂的设计保证率是指电厂正常发电的保证程度。将电厂各时段的出力计算按大小排队,大于或等于某一出力的频率,称为该平均出力的保证率,以百分数表示。例如设计保证

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

率为 90%，则在 10 年中有 108 个月系统保证正常运行，其余 12 个月水电厂出力小于保证出力，需动用其他电厂备用容量，或者对负荷作某些限制，才能保证系统的电力平衡。

水电厂的设计保证率，应主要根据水电厂所在电力系统的负荷特性，系统中水电容量的比重，并考虑水库调节性能、水电厂的规模及其在电力系统中的作用，以及设计保证率以外的时段出力降低程度和保证系统用电可能采取的措施等因素，参照下列数值采用：

电力系统中水电容量的比重(%)	25 以下	25～50	50 以上
水电厂设计保证率(%)	80～90	90～95	95～98

相应于设计保证率的枯水时段的发电平均出力叫保证出力。对具有多年调节水库的水电厂，其枯水时段为连续的几个枯水年；对具有季调节水库的水电厂，则为 1 年中的枯水期；对无调节水电厂，则以日为单位计算。

2. 年平均发电量

按设计中采用的水文系列各年发电量的平均值计算。

3. 发电能力计算

水电厂利用河川流动及落差做功发电，其发电能力的大小按式(3-1)计算

$$P_{kf} = 9.81QH\eta \tag{3-1}$$

式中 P_{kf}——水电厂可发电力(kW)；

Q——河川流量(m^3/s)；

H——该河段上的落差(m)；

η——水轮发电机组的效率。

计及管道、水轮机和发电机的综合效率后，η 一般约为 85%，因此在实用中按式(3-2)计算水电厂的发电能力

$$P_{kf} = (8.0 \sim 8.5)QH \tag{3-2}$$

水电厂可能发出的最大出力称水电厂预想出力。

四、水电厂工作容量的计算

(一)水电厂的运行方式

在考虑水电厂的运行方式时应尽可能充分利用水电厂的电量和装机容量，尽可能避免弃水，合理利用水利资源。

有调节性能的水电厂应在枯水期担任尖峰负荷，使它能最大限度地替代火电厂的容量，从而使火电厂担任基荷，提高火电厂的发电效率，节约煤耗，降低成本。

在丰水期为避免弃水，水电厂应尽量在基荷运行，使一次能源能够最经济合理地得到利用。

但是水电厂的建设往往是综合性的，即除了发电以外，还需考虑防洪、灌溉、航运、下游工业用水等综合应用。在考虑水电厂的运行方式时，应综合这些要求。为保证水电厂下游用水部门要求而必须发电的最小出力称强迫出力。

对具有不同调节库容的水电厂，运行方式的安排有所不同。

1. 无调节水电厂

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

这种水电厂的出力大小由天然来水量确定。为了减少或避免水量损失，一般都考虑安排在负荷曲线的基荷部分工作。

2. 日调节水电厂

一般在枯水期担任电力系统的峰荷或腰荷。在丰水期为了充分利用水量，多安排在基荷部分运行。

3. 年调节或多年调节水电厂

一般考虑担任电力系统的峰荷、腰荷和基荷。可根据电力系统的需要和水库调节、来水状况确定。

(二)水电厂的月(周)调节系数

在确定水电厂的工作容量时是按照最大负荷日的负荷或负荷曲线来确定的，但实际的系统负荷在一月(周)内各日是变化的，这样按最大负荷日确定的水电厂用水量大于其他负荷日的用水量，因此将月平均出力换算成日电量时，要考虑月(周)内用电的不均衡性，常用水电厂月(周)调节系数来表示，即

$$K_{tj} = \frac{P_{shp \cdot max}}{P_{shyp}} \tag{3-3}$$

式中 K_{tj}——水电厂月(周)调节系数；

$P_{shp \cdot max}$——水电厂最大负荷日平均出力；

P_{shyp}——水电厂月(周)平均出力。

用系统负荷月不均衡率 σ 和水火电月不均衡率分别代入式(3-4)计算最大负荷日平均出力和月(周)平均出力，经过变换，水电厂月调节系数为

$$K_{tj} = \frac{K_{xtj}P_{yp} - K_{htj}P_{hyp}}{P_{shyp}} \tag{3-4}$$

式中 K_{xtj}——系统负荷调节系数 $K_{xtj} = \dfrac{1}{\sigma}$；

P_{yp}——系统月平均负荷；

P_{shyp}——水电厂月平均出力；

P_{hyp}——火电厂月平均出力；

K_{htj}——火电厂调节系数，$K_{htj} = \dfrac{T_y}{T_y - T_{hyp}}$(其中 T_y 为每月小时数，T_{hyn} 为火电厂月平均停机小时数)，K_{htj} 在 1.05 左右。

水电厂月(周)调节系数在规划设计中一般采用经验数据为 1.05～1.3。当水电厂保证出力小，又担任尖峰负荷时，调节系数大。当为无调节或日调节水电厂时，$K_{tj}=1.0$；年调节时可取 1.1。

(三)水电厂工作容量的计算

概括讲水电厂的工作容量计算包括两种方法，一种是图解法，另一种是用公式近似计算。

1. 图解法

用图解法确定水电厂的工作容量步骤如下：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(1)计算水电厂的可调节电量。

按电力平衡代表月相应水电厂的月平均出力 P_{shyp}和水库调节性能，计算水电厂可调节的日保证电量 A_{tj}为

$$A_{tj} = K_{tj}(P_{shyp} - P_q) \times 24 \tag{3-5}$$

式中 P_{shyp}——水电厂的月平均出力；

P_q——水电厂不可调节部分出力，包括强制出力和径流电厂保证出力两部分(MW)。

(2)作出日电量累积曲线。

根据规划年系统的负荷水平及负荷特性，确定系统电力平衡代表月的日负荷曲线，并绘制日电量累积曲线。制作该曲线时，将每小时负荷按照由大到小的顺序排队，算出每个小时的负荷差值 ΔP 及其持续时间的相应电量 ΔA，进行累加得到电量累积值，然后以纵坐标表示负荷值，横坐标表示电量累积值，作出电量累积曲线如图 3-2 所示。

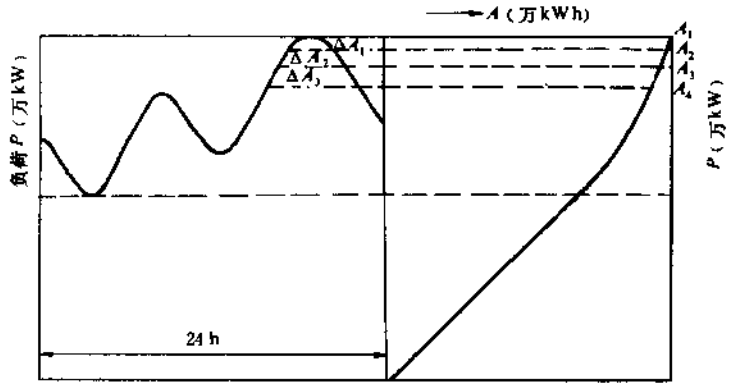


图 3-2 日电量累积曲线

(3)在日电量累积曲线上求水电厂工作容量。

如图 3-3 所示，在电量坐标上量线段 ab 等于 A_{tj}，由 b 点作垂直线交于电量累积曲线上 c 点，再由 c 点作日负荷曲线图横坐标的平行线与日负荷曲线交于 d、e 两点。从系统最大负荷顶点到 de 线间的容量再加上 P_q 即为水电厂的全部工作容量。de 线以上部分负荷曲线所包含的面积等于 A_{tj}。在图 3-3 中，水电厂的日可调电量除了允许带系统全部峰荷外，还可以带一部分基荷。这时水电厂的工作容量 P_{shg}为

$$P_{shg} = P_{shg1} + P_q = P_{shf} + P_{shj} + P_q \tag{3-6}$$

式中 P_{shf}——水电厂担任全部峰荷的工作容量；

P_{shj}——水电厂担任基荷的工作容量。

并且应使水电厂工作容量小于或等于预想出力。

如果水电厂的可调节电量比较小(在图 3-3 上为线段 ab′)，则水电厂只能担任部分峰荷 P'_{shf}，电厂的工作出力为

$$P_{shg} = P'_{shf} + P_q \tag{3-7}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

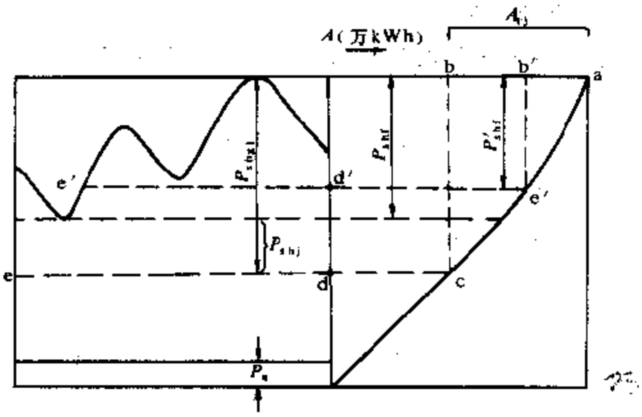


图 3-3 用电量累积曲线计算水电厂工作容量

用负荷曲线及电量累积曲线求算水电厂工作容量时，可以求出电厂在负荷曲线任意位置时所需消耗的日保证电量。

2. 用公式计算水电厂工作容量

水电厂的可调日保证电量有以下 2 种情况：

(1)水电厂的可调日保证电量大于或等于系统日峰荷电量时，即 $A_{tj} \geqslant P_{max}(\gamma\text{-}\beta)$ 时，水电厂的工作容量可按式(3-18)计算，即

$$P_{shg} = K_{tj}(P_{shyp} - P_q) + P_{max}(1 - \gamma) + P_q \tag{3-8}$$

式中 P_{max}——电力系统最大日负荷；

γ——日负荷率；

P_{shyp}——水电月平均出力。

(2)当 $A_{tj} < P_{max}(\gamma\text{-}\beta)$ 时，水电厂只能担任部分峰荷，可按式(3-19)计算

$$P_{shg} = \sqrt{2(P_{shyp} - P_q)K_{tj}P_{max}(1 - \beta)} + P_q \tag{3-9}$$

用式(3-19)计算，其误差约为±5%。

五、抽水蓄能电厂的作用、建设的必要条件和经济比较

(一)抽水蓄能电厂的作用

抽水蓄能电厂是在电力系统需电量较少时(例如深夜)，利用电力系统的多余电能作为动力，将下池的存水抽到上池，以备在系统需要时发电的电厂。这种电厂在电力系统中有如下的作用：

(1)调峰填谷。根据上述的运行特点，抽水蓄能电厂不仅能调峰，而且能填谷，与系统中高效机组配合运行，可以取得较好的经济效果。

(2)调频。由于机组启停快，能适应负荷急剧增长或下跌，从而保证电力系统电压和频率的稳定性。当频率过高时，抽水蓄能机组便作为用户抽水；反之，出现低频率时，便用以发电。

(3)调相。一般抽水蓄能电厂都选在负荷中心附近或靠近抽水电源点附近，因此是比较理想的调相机。平时在既不抽水又不发电的时候，可带无功负荷调整系统电压。

(4)事故备用。当电力系统中某些电厂或机组发生事故时，抽水蓄能电厂能迅速灵活地

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

投入系统。

因此，抽水蓄能电厂在电力系统中的作用是多方面的，虽在电能转换过程中要耗去一定的电能，但可为更多的火电机组提供稳定而经济的运行方式。

（二）建设抽水蓄能电厂的必要条件

（1）电力系统的峰谷差大，系统有多余的电能可供抽水蓄能。

（2）用户要求电力系统提高供电质量和保证电力供应（即用户的用电要求较高），电网必须尽量避免因高峰供电不足而拉掉负荷的情况。

（3）有合适的建设抽水蓄能电厂的资源，包括地形和水源。

（4）电力系统中出现有大量的廉价电能，如季节性水电、潮汐电厂和溶雪水电厂，为充分利用这些廉价电能时。

（三）抽水蓄能电厂建设的经济比较

分两大类进行经济比较，一类是单一替代电厂的静态或动态比较，另一类是全系统的综合经济比较论证。

具体经济比较方法参见第十五章。

（1）单一替代电厂的静态或动态比较。将抽水蓄能电厂的工程投资与同等功效的替代电厂进行比较。国外是采用燃汽轮机作为替代方案；我国目前电力系统中的调峰电厂是水电厂和中温中压凝汽式火电厂，故常将这些电厂作为替代。

（2）全系统的综合经济比较。在我国各大电力系统中，除了水电厂和中型火电厂等参加调峰外，大型高温高压机组也参与调峰，所以应从整个电力系统的运行情况来分析。即对全系统中有和没有抽水蓄能电厂时，全系统的发电成本和耗用燃料进行比较，才能得出正确的结论。

第四节　火电厂及核电厂的运行特性

一、火电机组的分类

我国火电厂绝大部分是采用蒸汽汽轮机组，只有极少部分采用燃气轮机，所以火电机组的分类主要是指蒸汽汽轮发电机组的分类。

1. 按汽轮机的功能和用途区分

可分为凝汽式汽轮发电机组、抽汽式汽轮发电机组和背压式汽轮发电机组。

（1）凝汽式汽轮发电机组。是以发电为目的，为了提高锅炉的效率，设有凝汽器，把从锅炉来的蒸汽膨胀到高真空，使热能得到充分利用。这种机组的工作特点是蒸汽主要通过汽轮机的各级叶片，做功以后排入凝汽器内，重新凝结成水打回锅炉。为了提高热效率，常采用回热式，在汽轮机的膨胀途中抽出一部分蒸汽去加热锅炉给水。

（2）抽汽式汽轮发电机组。属于供热机组，由汽轮机中间级抽汽供给工业或民用用汽。若用热负荷需要两种或两种以上的温度和压力，则抽汽点可以是两级式或两级以上，称为两级抽汽或多级抽汽。另一部分蒸汽流经全部叶片，做功发电后进入凝汽器。

（3）背压式汽轮发电机组。属于另一种供热机组。这种机组的运行特点是发电出力完全

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

受控于热负荷的大小，经过汽轮机的蒸汽直接送到供热负荷，没有凝汽器。因此，若没有用热负荷，就不能发电。但发电机停用时可以照常供热，这种机组一般还装设减温减压装置。

2. 按汽缸的个数区分

按汽缸的个数可分为单缸式和多缸式。多缸式包括高压、中压和低压。一般容量比较小的机组用单缸式，再热式的机组或容量比较大的机组用多缸式。

3. 按再热式或非再热式区分

再热式汽轮发电机组是把在汽轮机里膨胀到某个程度的蒸汽抽出，返回到锅炉的再热器中进行再热后，再重新回到汽轮机中。再热级数有一级再热和二级再热等。由于再热提高了热效率，所以大型汽轮发电机组绝大部分采用再热式。但是这种机组结构和操作复杂，价格较贵，小型汽轮发电机组一般采用非再热式的。

二、火电厂的特点

(1)火电厂的锅炉和汽轮机组都有一个技术最小出力，锅炉的技术最小出力与锅炉的类型和燃料的种类有关，汽轮机组的技术最小出力由叶轮通风所必须通过的蒸汽量所决定。一般汽轮发电机组最小技术出力为机组额定容量的70%～80%。特殊设计的调峰机组，可降低到50%。国外尚有降低到30%的。

(2)火电机组在运行时的出力接近或达到额定出力时，经济性比较好，表3-4列出了当前5～30万kW汽轮发电机组不同工况下的热耗。从表中可以看出，火电机组应按如下原则运行：

1)尽可能地负担稳定负荷，在系统日负荷曲线的基荷运行，并尽量运行在汽轮发电机组的经济区域。同时应考虑单位煤耗小的机组优先担任负荷。

2)在洪水期水电满发及水电厂负荷备用容量不足时才考虑凝汽式电厂担任调频任务。凝汽式机组的工作出力不应小于机组的最小技术出力。

表3-4　　5～30万kW汽轮发电机组不同工况下单位热耗

机组容量(万kW)	各工况下单位热耗(J/kWh)						备注
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	
30			8878	9288	9205	9096	某厂实验数据
20	8657	8582	8494	8431	8389	8393	
12.5				10095	9836	9748	某厂实验数据
5			11710	11475	11417	11388	某厂实验数据

3)火电机组退出运行和再度投入运行，不仅要消耗启动能量，而且要化费不少时间。以5万kW高温高压机组为例，由冷态启动到带满负荷要6h，热态启动也要4.5h，因此火电机组不宜频繁启停。

4)供热机组在热电合产时经济性高，当无热负荷时煤耗比热电合产时高1.4～1.5倍。供热式机组一般担任基荷运行，背压式机组按照强制热负荷运行，抽汽式机组出力包括热负荷强制出力和由电负荷确定的出力两部分。

5)燃汽轮机由于具有启动快、可以频繁启停的特点，在水电资源缺乏的地区，适于作为暂时调峰及系统的紧急备用。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

三、核电厂的分类

核电厂是利用核能加热蒸汽用以发电的电厂。核能也称为原子能，把原子核变化时释放出来的能量，可分为裂变能和聚变能两类。裂变能指重元素的原子核分裂成较轻原子核时释放出来的能量，聚变能指轻元素的原子核聚合成较重原子核时释放出来的能量。核电厂主要用U^{235}重原子裂变作燃料。凡是直接利用核裂变时放出的高能量、高速的快中子来引起链式裂变反应的装置称为快中子反应堆。凡用慢化剂把中子速度降低，成为热中子，再利用热中子来进行链式反应的，称为热中子反应堆，它更易引起U^{235}等裂变，这样用少量裂变物质就可获得链式裂变反应。根据核反应堆的类型，核电厂可以分为以下几种：

(1)压水堆核电厂。是利用压水反应堆释放的热能发电的电厂，即将反应堆核燃料释放的热能送至蒸汽发生器，使之产生蒸汽从而发电。利用高压水作慢化剂和冷却剂。这种电厂的发电效率约为 33%。

(2)重水堆核电厂。用重水作慢化剂和冷却剂，用铀作燃料，这种电厂能更有效地利用核燃料。同容量的重水堆核电厂与压水堆核电厂相比，天然铀用量比压水堆少 20%～30%。

(3)沸水堆核电厂。用沸水作慢化剂和冷却剂。这种电厂在反应堆本体内直接产生蒸汽，并直接送入汽轮机发电。它是目前国外核电厂中仅次于压水堆核电厂的主要堆型之一，约占总核发电量的 28%。

(4)气冷堆核电厂。是用二氧化碳或氦气作冷却剂、石墨作慢化剂的一种反应堆。它通常把从堆芯出来的高温气体输送到蒸汽发生器中，从而用以发电，其效率约为 33.6%～41.8%。

(5)快中子增殖堆核电厂。是利用高速中子引起核裂变反应的反应堆。这种类型电厂U利用率高、成本低，是目前各工业发达国家列为首要的发展对象。

四、核电厂的运行特点

核电厂按其技术和经济特性要求，适于承担系统基本负荷，因此一般核电厂都运行在负荷曲线的基荷部分。随着核能电源比重的增加，要求其具有一定的调节负荷性能，而不同型式的核电厂对负荷变化速度的响应是不同的。例如沸水型核电厂在出力的 100%～65%范围内不能调节控制棒，而是通过改变再循环泵的速度来变更再循环流量，使其具有 30%/min 的跟随速度。加压氢型则由控制棒控制原子炉的出力，通过调节控制棒的驱动速度来实现发电出力变化，可以进行±5%/min 的斜坡状和±10%的阶梯状负荷变化。此外，原子炉和一般锅炉不同，它无低负荷运行的限制，因此核电厂的最小技术出力取决于汽轮机，其值难以一概而论，大致在额定出力的 15%左右。

第五节 电力电量平衡计算

一、电力电量平衡中代表水文年的选择

电力系统按发电机组动力来源的不同可分为纯水电、纯火电和水火电联合运行系统。其中以水火电联合运行系统较为常见。对于这种系统作电力电量平衡计算时，一般考虑采用 4 种具有代表性水文年的电力电量平衡来概括系统全部运行情况。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（一）设计枯水年

设计枯水年是水电厂在正常运行中可能遇到的最不利情况，它与水电厂设计保证率的水文年相对应。电力系统的电力电量平衡必须得到保证，才能满足负荷的需求。系统中各电厂的必需容量值，由此代表年来确定。因此，设计枯水年的电力电量平衡是确定系统的需要装机容量及装机进度、检验各类电厂的发电设备利用小时数的依据。

（二）设计平水年

平水年指保证率为50%的水文年，接近平水年的年度又是最常见的年度，它代表水电厂最常出现的电力电量平衡。

平水年的电力电量平衡是确定水电厂的电量利用程度，研究网络及联络线的经济性、水电厂的电气主接线、送电线路截面及系统多年平均年燃料需要量的依据。

（三）设计丰水年

丰水年是指水电厂保证率小于10%的水文代表年。其电力电量平衡代表水电厂满载或弃水时的运行情况，用来校核平水年确定的电厂主接线及设备和线路的送电能力和经济性。

（四）特枯水年

特枯水年是指水电厂设计枯水年保证率以外的枯水年，接近于保证率等于100%的水文年。其电力电量平衡用来检验系统的缺电情况及网络的适应性，必要时需研究解决措施。

在系统规划设计中，一般按设计枯水年进行电力平衡，按平水年进行电量平衡。

图3-4示出了某电力系统设计枯水年日运行方式图示例。

二、电力平衡代表年、月的选择

电力平衡需要逐年进行，应按逐年控制月份的最大负荷和水电厂设计枯水年的月平均

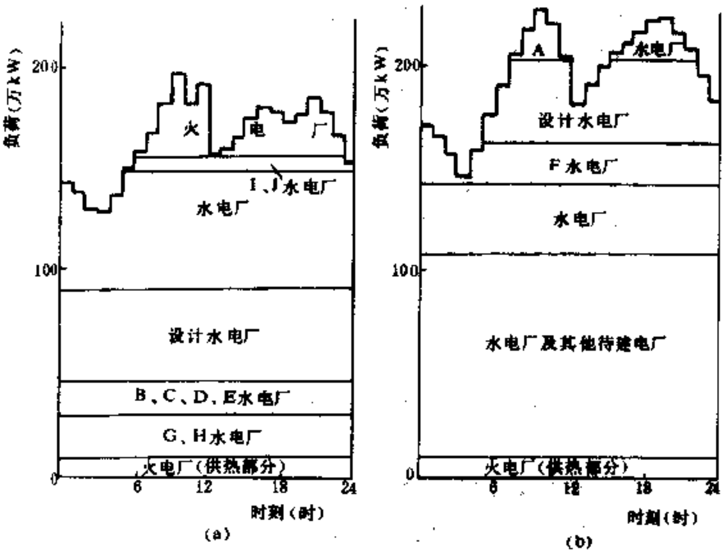


图3-4 某电力系统设计枯水年日运行方式图

(a)夏季；(b)冬季

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

出力编制。一般以每年的12月为代表，但还应根据水电厂逐月发电出力的变化及系统负荷的变化情况，具体分析确定。一年中也可能有2个月份起控制作用，应分别平衡。必要时可选择代表年进行逐月电力平衡，以便找出其中起控制作用的月份，然后按该代表月进行逐年平衡。

三、电力电量平衡表的编制

(一)电力平衡表的编制

在系统设计中一般用表格法进行电力电量平衡。电力平衡表的格式见表3-5。表中第一项最大发电负荷等于全系统计及同时率后的用电负荷加上线损和厂用电的总和。表中第二项水电工作容量根据前面介绍的方法进行计算。火电工作容量等于最大发电负荷减去水电工作容量。表中第三项备用容量按照规程规定不得低于最大发电负荷的20%。备用容量在水火电厂之间分配的原则是：负荷备用一般由水电承担，事故备用一般按水火电厂担负系统工作容量的比例分配，检修备用由具体情况而定。各种备用容量的确定可参见本章第二节。表中第四项需要装机容量是工作容量与备用容量的总和。第五项实际可能装机容量是根据施工情况、投资分配以及设备供应等情况在系统中实际可能的装机安排容量。表中第六项、第七项及第九项在有关部分中已说明，不再赘述。第八项为每年退出运行的机组容量。第十项为火电需要容量与火电实际可能装机容量之差值。

表3-5　　系统电力平衡表(MW)

年份 项目	年	年	年	年	年	备注
一、最大发电负荷						
二、水电工作容量(出力)						
火电工作容量(出力)						
三、备用容量						
其中：水电						
火电						
四、需要装机容量						
其中：水电						
火电						
五、实际可能装机容量						
其中：水电						
火电						
六、新增容量						
其中：水电						
火电						
七、受阻容量						
其中：水电						
火电						
八、退役容量						
其中：水电						
火电						
九、水电重复容量						
十、火电电力盈亏						

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

在某些情况下，系统中控制电力平衡的月份不止1个，或者为了研究扩大电网、系统互联等问题时，需要编制某些年份的逐月电力平衡，其编制方法与逐年电力平衡是一致的，但是在计算检修容量、受阻容量等项目时，需要落实到电厂。

当电力平衡表中新增电厂比较多时，需要另行列出逐年新增装机容量表，见表3-6。

表3-6　各电厂逐年新增容量表(MW)

项目＼年份	年	年	年	年	年
一、水电厂					
1.×××					
2.×××					
⋮					
水电厂新增容量总计					
二、火电厂					
1.×××					
2.×××					
⋮					
火电厂新增容量总计					
三、系统新增容量总计					

(二)电量平衡表的编制

表3-7为电力系统电量平衡表，表中第一项系统月平均负荷可按式(3-10)计算

$$P_{yp} = P_{y \cdot max}\sigma_y\gamma_y \tag{3-10}$$

式中　P_{yp}——某月平均负荷；

$P_{y \cdot max}$——某月最大负荷；

σ_y——某月月不均衡系数；

γ_y——日负荷率。

月平均负荷乘以相应的月小时数，12个月相加后即得全年的需电量。表中第二项的系统月平均出力按以下顺序计算：

(1)列出水电厂可被利用的月平均出力。

(2)列出热电厂的供热强制出力。

(3)计算凝汽式电厂的月平均出力，为系统月平均负荷减去水电厂月平均出力及供热强制出力。

(4)将各月平均出力乘以相应的月小时数后相加即可得到各类电厂的年发电量，并据此校验各类电厂的利用小时数，检验电量是否平衡。一般在电量平衡中火电机组利用小时数按不大于5000h考虑。

当水电比重较大，或遇丰水期，有可能发生水电电量得不到充分利用的情况时，则应计算弃水电量(可以在负荷曲线上求得)。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 3-7 系统电量平衡表

项目	月份 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12	合计	年电量（亿 kWh）	装机容量（万 kW）	年发电设备利用小时数
一、系统月平均负荷（万 kW）					
二、系统月平均出力（万 kW）					
1. 水电厂出力（万 kW）					
其中：××电厂					
××电厂					
2. 热电厂出力（万 kW）					
其中：××电厂					
××电厂					
3. 凝汽式电厂出力（万 kW）					
其中：××电厂					
××电厂					
三、弃水出力（万 kW）					

四、分区间的电力电量交换

系统设计中，当通过电源方案的技术经济论证和电力平衡，确定了逐年的发电容量后，为进行电力网的潮流分布及调相调压计算，制定网络方案、选择送电线路导线截面、各种电气设备及无功补偿设备等，必须确定有关年份各种水文年不同运行方式时各发电厂的出力。

（一）确定电厂运行方式的总原则

确定运行方式的总原则是要贯彻安全、经济发供电的方针。具体要求是：

（1）总的发电容量（出力）要满足系统负荷的要求。各地区电厂的发电出力要满足当地保安负荷的要求，并应预留适当的热备用容量。

（2）最充分地利用水电厂的发电量和装机容量。对具有综合利用效能的水电厂，应首先满足各综合利用部门用水的最低要求（强制出力）。

（3）充分利用热电厂按热负荷运行的强制出力及发电量。

（4）各机组运行应不小于最小技术出力。

（5）注意火电厂、核电厂的经济运行，节约燃料。

（6）注意主干线潮流变动幅度应在技术条件的允许范围内（例如稳定水平、电压水平等）。

（二）设计枯水年和枯水期的运行原则

这种水文年由于供电紧张，其首要任务应是如何发挥各电厂的作用，尽可能满足系统负荷的需要。其运行的原则是：

（1）最充分地利用水电厂的装机容量和发电量。在满足综合用水量最低要求的情况下，尽可能实现水电厂的日、周调节，提高水电厂的工作出力。

（2）充分发挥其他各电厂的作用，使其按各机组的最大可能出力运行。

（三）丰水年或丰水期的运行原则

在丰水年或丰水期，除了保证系统的供电要求，避免或减少水电厂的弃水外，还必须保

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

证系统的总耗煤量最小。其运行的原则是：

(1)首先利用水电厂的发电量，水轮发电机尽量带基荷运行，其次利用热电厂按热强制方式运行所需发出的发电量。

(2)按照单位煤耗大小的顺序，安排凝汽式和抽汽式供热机组的出力，即优先安排单位煤耗小的机组。

(四)各类电厂运行发生矛盾时的运行原则

如果系统在后半夜小负荷状况出现系统负荷小于凝汽式电厂最小技术出力与水电厂和热电厂最小强制出力之和，则应按以下顺序安排各电厂的最小出力：

1)首先安排火电厂的技术最小出力；

2)然后安排水电厂的强制出力及无调节水电厂的出力；

3)最后安排热电厂的供热强制出力。

(五)联合系统运行时水火电厂的运行方式

联合系统在安排运行方式时的总原则是：首先由各地区水电厂调峰，剩余的由最邻近地区靠近负荷中心的水电厂调峰。在尽可能发挥水电作用的前提下，尽量减少联络线的输送容量和波动。对于缺乏水力资源的地区，应考虑由燃气轮机或抽水蓄能电厂调峰。

1. 水电厂的运行方式

在联合系统运行时，当水电有空闲容量、并且联络线容量不受限制时，可按以下方法安排出力：

(1)各系统水电厂首先在各自系统中安排运行。

(2)安排后检查各水电厂工作出力与备用容量之和是否达到了预想出力，若水头预想出力未充分利用，则应考虑跨区调峰，达到进一步调峰的目的。

若水电出力紧缺，则应充分利用水电装机容量调峰。当各系统高峰负荷不发生在同一时刻，也即有错峰效益时，则应先求出联合系统的综合负荷曲线，按统一系统安排水电，以达到充分利用水电容量的目的。但这种安排，联络线的功率波动大，是否合理应通过技术经济分析论证。

2. 火电厂的运行方式

一般在水电厂安排以后再安排火电厂的运行方式。火电厂的运行方式可按以下原则确定：

(1)确定火电厂的开机容量。系统最大发电负荷加3%～5%负荷备用，扣除水电厂的工作出力(包括旋转备用)之后，就是火电厂的开机容量。

(2)按系统各地区热负荷及保安电源的要求，首先安排热负荷强制出力及保安出力。

(3)在平水年安排运行方式时，按照单位煤耗由小到大的次序安排火电机组投入发电的顺序，并应计及电厂送出网损的影响。在枯水年，为了满足供电要求，火电开机较多。

(4)检验火电机组的最小出力是否等于或小于火电最小技术出力。若不符合，则应减少水电厂担任基荷的容量，增加水电厂弃水，确保火电最小出力不低于技术最小出力。

通过以上日运行方式的安排，可以求出联络线上的潮流。在规划阶段为了节省工作量，往往只求日最大和最小运行方式的电力潮流。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第四章 火力发电厂和核电厂的厂址选择

编者 孔庆东 审者 俞震

第一节 火力发电厂的厂址选择

一、概述

火力发电厂的厂址选择工作可分为初步可行性研究和可行性研究两个阶段。本节主要给出初步可行性研究工作中必要的数据，讨论在火力发电厂厂址选择中遇到的燃料、交通运输、水源、灰场、环保、电厂布置以及送出线等有关问题（详见附录 4-1）。

1. 火力发电厂厂址选择的原则

火力发电厂的厂址选择，应根据中长期电力规划、燃料资源、运输条件、地区自然条件和建设计划等因素全面考虑。在选厂工作中，应从全局出发，正确处理厂址与农业、其他工业、国防设施和人民生活等方面的关系。有条件时，电厂宜靠近城镇。

选择厂址时，应注意节约用地，尽量利用荒地和劣地；还应注意少拆迁房屋，减少人口迁移；尽量减少土石方量。

发电厂用地范围应根据建设和施工的需要，按规划容量确定。在厂址自然条件许可时，应考虑发电厂扩建的可能性。

2. 厂址选择的内容

在选择发电厂的厂址时，应研究燃料供应、水源、贮灰场、交通、电力和热力负荷、电网结构、出线走廊、地形、地质、地震、水文、气象、环保等，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，对不同厂址方案提出论证后的评价。

（1）在初步可行性研究阶段，当有多个推荐的厂址时，应对各厂址的建设顺序和规模提出意见。

（2）在选定厂址时，应对建设规模和建成期限提出意见，并对装机容量和机、炉型式提出建议。

（3）当厂址选在江、河旁时，厂址标高应高于百年一遇的洪水位，若厂址标高低于上述洪水位时，厂区应有防洪围堤或其他可靠的防洪设施。

（4）选择厂址时，应对厂址及其周围区域的地质情况进行调查和勘测。在初步可行性研究阶段，以收集分析已有资料和现场踏勘调查为主，必要时进行少量勘探工作，查明厂址区域的主要不良地质条件，对拟建厂址的区域稳定性作出评价。

（5）在确定厂址时，应按国家的有关规定，取得专业部门对厂址地区地震基本烈度的鉴定意见。发电厂厂址不应设在滑坡、岩溶发育或发震断裂地带以及 9 度以上地震区，大

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

型火力发电厂不宜建在9度地震区。山区发电厂的厂址，宜在较平坦的坡地或丘陵地上。应注意尽量不破坏自然地势，避开有危岩、滚石和泥石流的地段。

(6) 厂址应避让重点保护的文化遗址，也不宜设在有重要开采价值的矿藏上。

(7) 供水水源必须落实可靠，尤其要考虑水利规划中综合利用等方面对水源变化的影响。当考虑采用地下水为水源时，应进行水文地质勘探，按照TJ27《供水水文地质勘察规范》的要求，提出水文地质勘探评价报告。直流供水的发电厂应靠近水源，并应考虑进排水对水域的影响。

(8) 选择厂址时，应落实运输条件。对采用铁路运输的发电厂，应考虑发电厂的铁路专用线便于同国家铁路线或其他工业企业的专用线相连接，其连接距离宜短捷，并应避免建造大型桥梁、隧道或与国家铁路线交叉；对采用水路运输的发电厂，应根据船舶的吨位和泊位，在厂址范围内或其附近选择河道稳定、水流平缓、水域开阔、地质良好的地段作为码头的位置。

(9) 选择燃煤发电厂的厂址时，必须选择合适的贮灰场。贮灰场应不占或少占农田，能满足环境保护的有关要求。贮灰场的总容量应能存放20年左右的灰渣量（按规划容量计算）。贮灰场可分期分块建设，初期容量以能存放10年左右（按本期容量计算）的灰渣量为宜。

(10) 选择厂址时，应充分考虑出线条件，按发电厂接人系统的设计要求，留有足够的出线走廊。

(11) 在选择厂址时，应注意发电厂与其他工业企业所排出的废气、废水、废渣的相互影响。发电厂厂址应考虑选择在大气扩散稀释能力较强的地区。

(12) 按常年最小频率风向，发电厂宜位于附近城镇或居民区的上风侧。根据主导风向原则，散发烟污的设施应布置在下风侧，忌污染的建（构）筑物宜布置在上风侧。由于我国东南大部分地区属季风气候区，一年中偏北和偏南两个风频大致相当，致使冬季避开污染的地区，夏季正受其害，反之亦然。因此，往往存在着同时对应风向大体垂直的最小风向，在其上风侧布置散发烟污的设施，以使危害达到最小。

(13) 在确定厂址时，应取得有关部门表示同意或认可的文件，主要有土地使用，燃料、水源供应，铁路运输及接轨，公路和码头建设，环境保护，出钱走廊规划等。并应取得与部队设施有关军事单位的协议文件等。

二、电厂用地

火力发电厂的选厂用地，可参照表4-1及表4-2查得。

表4-1　　厂区用地

机组型式	发机台数（台）	规划容量（MW）	厂区用地（hm^2）
N12-35	4～6	48～72	8～10
N25-35	4～6	100～150	10～15
N50-90/535	4～6	200～300	14～20
N100-90/535	4～6	400～600	24～33
N200-130/535	4～6	800～1200	28～48
N300-165/535	4～6	1200～1800	36～55
N600-165/535	4～6	2400～3600	60～100

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 4-2

施工用地面积指标

地区	机组台数×容量（MW）	施工区（hm²）			生活区（hm²）		施工用地合计（hm²）		施工用地（m²/kW）	
		土建	安装	合计	平房为主	楼房为主	生活区平房为主	生活区楼房为主	生活区平房为主	生活区楼房为主
		(1)	(2)	(3)=(1)+(2)	(4)	(5)	(6)=(3)+(4)	(7)=(3)+(5)	(8)	(9)
Ⅰ类	2×50	6.5～8.0	4.5～5.0	11.0～13.0	4.0～4.5	3.0～3.5	15.0～17.5	14.0～16.5	1.5～1.75	1.40～1.65
	2×(100～135)	8.5～10.5	5.5～6.0	14.0～16.0	6.5～7.0	4.0～5.0	20.5～23.0	18.0～21.0	1.03～1.15	0.90～1.05
	2×200	10.0～11.5	8.0～8.5	18.0～20.0	8.0～9.0	6.0～7.0	26.0～29.0	24.0～27.0	0.65～0.73	0.60～0.68
	2×300	11.5～12.5	8.5～9.5	20.0～22.0	9.0～10.0	6.5～7.5	29.0～32.0	26.5～29.5	0.48～0.53	0.44～0.49
Ⅱ类	2×50	7.0～8.5	5.0～5.5	12.0～14.0	5.0～5.5	3.5～4.0	17.0～19.5	15.5～18.0	1.70～1.95	1.55～1.80
	2×(100～125)	9.0～10.5	6.5～7.0	15.5～17.5	7.0～8.0	5.0～5.5	22.5～25.5	20.5～23.0	1.13～1.28	1.03～1.15
	2×200	11.0～12.0	8.0～9.0	19.0～21.0	9.5～10.5	7.0～8.0	28.5～31.5	26.0～29.0	0.71～0.79	0.65～0.73
	2×300	12.0～13.5	9.5～10.0	21.5～23.5	11.0～12.0	7.5～8.5	32.5～35.5	29.0～32.0	0.54～0.59	0.48～0.53
Ⅲ类	2×50	8.0～9.0	5.0～8.0	13.0～15.0	6.0～6.5	4.0～4.5	19.0～21.5	17.0～19.5	1.90～2.15	1.70～1.95
	2×(100～125)	10.0～11.5	7.0～7.5	17.0～19.0	8.0～9.0	5.5～6.0	25.0～28.0	22.5～25.0	1.25～1.40	1.13～1.25
	2×200	11.5～12.5	8.5～9.5	20.0～22.0	11.5～12.5	7.5～8.5	31.5～34.5	27.5～30.5	0.79～0.86	0.69～0.76
	2×300	13.0～14.0	10.0～11.0	23.0～25.0	12.5～13.5	8.5～9.5	35.5～38.5	31.5～34.5	0.59～0.64	0.53～0.58

注 1. 施工区用地指厂区围墙外尚需征租供施工用的土地，不包括施工单位利用厂区围墙内空地作为施工场地的面积。

2. 当工厂化施工程度高或外委作业量大，或施工单位已建成现场基地，生产及生活性施工临建面积可相应减少时，应相应地减少施工用地面积。

3. 厂区内工程分别由两个以上单位施工时，施工用地可酌情增加，但增大值不得超过 5%。

4. 本表取用的系数值如下：

施工区用地建筑系数 $k_1=\dfrac{临建面积}{用地面积}=0.40\sim0.45$；

施工场地利用系数 $k_2=\dfrac{用地有效面积}{用地面积}=0.65\sim0.70$；

生活区用地建筑系数　平房 $k_1=0.35\sim0.40$，2 层楼房　$k_1=0.45\sim0.55$，3～4 层楼房　$k_1=0.60\sim0.65$。

5. 山区或丘陵地区地面高差较大，其建筑系数 k_1 及场地利用系数 k_2 可降低 5%左右。

6. 本表施工用地中包括交通道路及功能管线用地，约占施工用地面积的 15%～20%。

7. 表中数值不包括厂区围墙外工程的施工用地。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

三、电厂用水量

1. 汽轮发电机组的冷却用水量

冷却水主要用于凝汽器及各类辅机，其用水量见表 4-3。由于各地区供水水温及其他条件的不同，在实际工程中采用的凝汽器的冷却水量与表 4-3 中所列的数据不尽相同。

表 4-3　　汽轮发电机组的设计用水量

机组型号	机组容量 (MW)	额定凝汽量 (t/h)	循环水设计温度 (℃)	设计用水量 (m^3/h) 凝汽器	辅机用水	总计	凝汽量** (t/h)
N6-35	6	18.1	27	1748	110	1858	
N12-35-1	12	34.6	25	2835	200	3035	
34-12-1	12	46.0	25	3280	200	3480	
N25-35-$\frac{1}{7}$	25	67.6	20	5600	430	6030	85.5
31-25-1	25	67.7	20	5400	430	5830	
N50-90	50	118.5	20	9300	600	9900	
51-50-3	50	134.0	20	9380	600	9980	141.1
C50-95-1	50	164.0	20	7000	600	7600	
N100-90/535	100	257.0	20	15420	800	16220	264.5
N125-135/550/550	125	261.8	20	17800	1000	18800	263.0
N200-130/535/535	200	421.0	20	25000	1800	26800	422.2
N300-165/535/535	300	589.8*	20	40000	6500	46500	
N600-165/535/535	600	1166.78*	20		3000		

* 包括汽动给水泵小汽轮机的凝汽量。

** 为表列设计水量、循环水温 33℃时，保证汽轮发电机达到额定出力的凝汽量。

2. 火力发电厂用水、耗水量定额

原城乡建设环境保护部编发的火力发电厂用水、耗水量定额见表 4-4。

表 4-4　　火力发电厂用水、耗水量定额

项目		单位	单机容量 (MW) 6	12	25	50	100	125	200	300	600
凝汽量		t/h	26	46	90	176	260	290	435	622	1298
辅机用水量		m^3/h	110	200	430	600	800	1000	1800	6500	7300
直流用水量	冷却倍率 55	m^3/h m^3/s	1540 0.43	2730 0.76	5380 1.49	10280 2.86	15100 4.19	16950 4.71	25725 7.15	40710 11.31	78690 21.86
	冷却倍率 60	m^3/h m^3/s	1670 0.46	2960 0.82	5830 1.62	11160 3.10	16400 4.56	18400 5.11	27900 7.75	43820 12.17	85180 23.66
	冷却倍率 65	m^3/h m^3/s	1800 0.50	3190 0.87	6280 1.74	12040 3.34	17700 4.92	19850 5.51	30075 8.35	46930 13.04	91670 25.46
	冷却倍率 70	m^3/h m^3/s	1930 0.54	3420 0.95	6730 1.87	12920 3.59	19000 5.28	21300 5.92	32250 8.96	50040 13.90	98160 27.27
	冷却倍率 75	m^3/h m^3/s	2060 0.57	3650 1.01	7180 1.99	13800 3.83	20300 5.64	22750 6.32	34425 9.56	53150 14.76	104650 29.07

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

项目单位			单机容量（MW）								
			6	12	25	50	100	125	200	300	600
循环供水耗水量①	单机耗水	m^3/h	58～77	103～137	202～269	388～517	570～760	639～852	968～1290	1510～2002	2945～3926
	单耗③	$m^3/(s\cdot GW)$				2.15～2.87	1.58～2.11	1.42～1.89	1.34～1.79	1.39～1.85	1.36～1.82
海水循环电厂淡水耗量②							114～152	128～170	194～258	300～400	

注 1. 表内数值为纯凝汽式机组的总用水及耗水量，其中包括生活及其他工业用水等。

2. 50MW 及 50MW 以下容量为中压机组，100MW 及 100MW 以上容量为高压机组。

3. 300MW、600MW 机组用水及耗水量，包括了给水泵小汽轮机凝汽用的冷却水量。

① 系指带冷却塔的再循环系统。采用冷却池（或天然冷却池）及直流供水的耗水量，应小于表中数值。表列循环供水耗水量为未采用节水措施的耗水量。节约用水是国家的一项重要政策，应坚决贯彻执行。目前大多数工程已考虑了节水措施，故表列耗水量仅供参考。对煤质和水质等情况较好的电厂应取小值，反之取大值（一般不应超过表中数值范围）。

② 系指辅机采用再循环冷却水系统（包括生活和其他淡水的总用水量）；淡水水质较好时采用定额较小值，反之采用较大值；除灰用海水。

③ DL5000—94《火力发电厂设计技术规程》12.1.3 规定：对采用冷却塔循环供水系统的发电厂，每 1000MW 机组容量的耗水量不得超过 $1m^3/s$。

四、电厂的燃料用量

各种容量机组的煤耗量见表 4-5。

表 4-5　　电厂煤耗量举例

机组容量（MW）	机组型号	标准煤发电煤耗[g/(kWh)]	计算煤耗年最大利用小时(h)	10467.5kJ/kg		12561kJ/kg		14654.5kJ/kg		16748kJ/kg		18841.5kJ/kg		20935kJ/kg	
				t/h	kt/年	t/h	kt/年	t/h	kt/年	t/h	kt/年	t/h	kt/年	t/h	kt/年
6	N6-35	550	4000	9.23	37	7.7	30.8	6.6	27.4	5.77	23.1	5.13	20.5	4.62	18.5
12	N12-35	480	4500	16.1	72.5	13.4	60.5	11.5	51.7	10.1	45	8.95	40.5	8.05	36.2
25	N25-35	450	5000	31.6	158	26.2	131	22.6	113	19.7	98.5	17.5	87.5	15.8	79
50	N50-90	380	6000	53.1	318	44.3	266	38	228	33.2	198	29.6	177	26.6	159
75	N75-90	380	6000	79.8	479	66.5	398	57	342	49.9	300	44.3	266	39.9	239
100	N100-90	360	6500	100.8	655	84	546	72	468	63	409	56	364	50.4	328
125	N12.5-135	330	7000	115.5	809	96.3	674	82.5	577	72.2	505	64.1	449	57.7	404
200	N200-130	332	7000	186	1300	155	1084	132.8	930	116.1	812	103.2	723	92.9	650
300	N300-165	325	7000	273	1910	227.5	1590	195	1362	170.5	1192	151.6	1060	136.2	953
600	N600-165	322	7000	540	3780	451	3155	386	2700	337.5	2360	300	2100	270	1890

注 表内所列为原煤的应用基低位发热量，标准煤的应用基低位发热量为 29309kJ/kg。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

不同容量电厂的煤耗量见表 4-6。

表 4-6　　不同容量电厂的煤耗量

电厂容量(MW)	日煤耗量(t/天)		年煤耗量(kt/年)		
	20h/天	22h/天	6000h/年	6500h/年	7000h/年
	煤耗为 400g[①]/(kWh)				
100	800	880	240	260	280
200	1600	1760	480	520	560
300	2400	2640	720	780	840
400	3200	3520	960	1040	1120
500	4000	4400	1200	1300	1400
600	4800	5280	1440	1560	1680
	煤耗为 350g[①]/(kWh)				
400	2800	3080	840	910	980
600	4200	4620	1260	1365	1470
800	5600	6160	1680	1820	1960
1000	7000	7700	2100	2275	2450
1200	8400	9240	2520	2730	2940
1400	9800	10780	2940	3185	3430
1600	11200	12320	3360	3640	3920
1800	12600	13860	3780	4095	4410
2000	14000	15400	4200	4550	4900
2200	15400	16940	4620	5005	5390
2400	16800	18480	5040	5460	5880

① 指折合成标准煤。

五、电厂灰渣量

火力发电厂各种类型机组的小时排灰渣量及年排灰渣量，见表 4-7 及表 4-8。

表 4-7　　各类型机组的小时排灰渣量[t/(h・台)]

低位发热量 Q_{dw}^{y}(MJ/kg)		10.5		12.6				14.6			16.7		18.8	
灰分(%)		40	45	25	30	35	40	20	25	30	20	25	15	20
机组容量(MW)	6	3.74	4.21	1.95	2.34	2.74	3.12	1.22	1.68	2.01	1.17	1.46	0.78	1.04
	12	6.57	7.39	3.43	4.12	4.80	5.48	2.35	2.94	3.53	2.06	2.58	1.37	1.83
	25	12.72	14.31	6.66	8.0	9.34	10.6	4.57	5.71	6.85	4	5	2.66	3.55
	50	21.48	24.2	11.2	13.4	15.7	17.9	7.67	9.6	11.5	6.72	8.4	4.47	5.92
	75	32.16	36.18	16.8	20.2	23.6	26.8	11.5	14.4	17.3	10.1	12.6	6.72	8.97
	100	40.92	46.04	21.3	25.6	29.8	34.1	14.6	18.3	21.9	12.8	16	8.52	11.4
	125	40.08	51.84	24.0	28.8	33.6	38.4	16.5	20.6	24.7	14.4	18	9.57	12.8
	200	70.04	78.8	38.6	46.5	54.1	61.7	26.5	33.2	39.8	23.2	29	15.4	20.6
	300	108.6	122.18	56.5	67.8	79.1	90.5	38.7	48.5	58	33.9	42.4	22.5	30.1
	600	215.76	242.73	112.2	135	157.2	179.8	77	96.4	115.2	67.4	84.2	44.8	59.9

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 4-8　　各类型机组的年排灰渣量[t/(年·台)]

低位发热量 Q_{dw}^{y}(MJ/kg)		10.5		12.6				14.6			16.7		18.8	
灰分(%)		40	45	25	30	35	40	20	25	30	20	25	15	20
机组容量(MW)	6	26.2	29.5	13.65	16.4	19.1	21.8	8.55	11.8	14	8.2	10.2	5.45	7.3
	12	46	51.5	24	28.8	33.6	38.4	16.5	20.6	24.7	14.4	18.1	9.6	12.8
	25	89	100	46.6	56.6	65.2	74	32	40	48	28	35	18.6	24.8
	50	150	168.5	78.5	94	110	125.5	59.5	67	80.7	47	59	31.3	41.5
	75	225	253	118	142	165	188	80.1	101	121	70.6	88	47	63
	100	286	322	149	179	208	238	102	128	153.5	89.5	112	59.5	80
	125	322	363	168	202	235	268	116	144	173	105	126	67	90
	200	490	550	270	326	378	432	186	232	278	162	203	108	144
	300	760	850	395	475	554	635	271	340	406	237.5	297	158	210
	600	1510	1690	785	950	1170	1260	540	675	805	472	590	313	420

第二节　核电厂的厂址选择

一、概述

在国家核安全局批准的 HAF—0100《核电厂厂址选择安全规定》中，将核电厂厂址选择划分为 3 个阶段：

第一阶段为厂址查勘阶段。厂址查勘的目的，主要是对大区域进行调查与研究，对涉及厂址的安全方面和非安全方面（技术、经济、社会和文化）的问题进行考虑之后，确定出 1 个或若干个具有高可靠性、适宜建核电厂的候选厂址，以便作为厂址评价阶段的优先候选厂址。

第二阶段为厂址评价阶段。本阶段要对 1 个或若干个优先候选厂址，从各方面、特别是从安全方面出发，论证哪些厂址是可以考虑的。

第三阶段为运行前阶段。本阶段从时间上讲，为从核电厂动工兴建开始一直到投入运行之前。这阶段主要对选定的厂址进行深入的调查与研究，以便完成和完善厂址的特殊评价。

在原能源部以能源计［1992］206 号文下达的“关于印发《核电厂工程建设项目可行性研究内容与深度规定（试行）》的通知”中，将核电厂的厂址选择划分为初步可行性研究和可行性研究两个阶段。

初步可行性研究应在核电发展规划和工程项目投资机会研究的基础上进行，基本任务是通过收集资料和调查研究，分析论证核电厂建设可行性所涉及的主要问题与条件，为编制工程项目建议书提供依据。

可行性研究是在初步可行性研究和批准的项目建议书基础上进行的，基本任务是选定厂址，进一步研究核电厂工程建设的方案和条件，以论证其在技术上、安全上、经济上和

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

商务上的可行性，为编制设计任务书提供充分的依据。

核电厂厂址的选择主要应以保护公众免受正常放射性释放及事故放射性释放而引起的放射性影响为前提。在评价 1 个厂址是否适宜于建核电厂时，必须考虑以下几个方面的因素：

1）厂址所在区域可能发生的外部自然事件和人为事件对核电厂的影响；

2）核电厂释放的放射性物质，对厂址所在区域的潜在影响；

3）与采取应急措施可能性有关的人口密度及其分布特征。

本节主要按能源计[1992]206 号文，对核电厂初步可行性研究工作中遇到的一些问题，尤其是在安全方面的一些特殊要求加以介绍，对与火力发电厂选厂相同部分不再重复。

二、对有关外部自然事件的评价

在核电厂厂址选择中，必须对所选厂址所在区域内可能存在或可能发生的地表断裂。地震活动。火山、洪水泛滥、极端气象现象等不以人们意志为转移的自然现象进行收集，并将上述自然事件对核电厂安全性的影响进行评价。

1. 地表断裂

必须调查厂址及其邻近地区是否发生过地表断裂现象，在高地震活动区中，通常在区域分析时要否定靠近已知大的能动断层的地区，也要否定靠近已知能动断层的厂址。

也可采用厂址到可疑能动断层的距离筛选和选择厂址，当厂址在活动断层 5～8km 以外时可作为优选厂址。

2. 地震活动

对推荐厂址必须进行工程地质、区域地质和地震（包括诱发地震）的评价，对地震裂度为 8 度及以上的地区应予以否定。

3. 斜坡不稳定

对土质斜坡和岩质斜坡，不论是天然的还是人工的均必须作出斜坡稳定性的评价。为此应收集斜坡内部附近及下部土层的范围与分布情况，斜坡的几何形状，岩石的静力与动力特性，水位标高及地下水位的变化。

4. 地面塌陷、沉降或隆起

查清厂址地区的地质图及其他有关资料，以便确定是否存在洞穴、岩溶、矿井、水井、油井或气井，评价地面有无塌陷、沉降或隆起的可能性。具有严重沉降、塌陷危险的地区，不宜选作核电厂的厂址。

5. 火山

在火山活动区域及紧邻存在可能活动火山的候选厂址应予以否定。

6. 洪水泛滥

对远离海岸的核电厂厂址，应查明所选厂址因降雨、洪水或地震引起的溃坝、滑坡、冰凌、漂木、碎石和火山活动导致河道阻塞而可能造成的洪水。当上述洪水对厂址影响较小时应予以肯定，否则受高水位影响时应予以否定。

对海边厂址，应考虑可能最大风暴潮、可能最大海啸和可能最大假潮引起的洪水，以及上述 3 种海潮洪水的组合引起的洪水。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

7. 龙卷风、热带气旋、台风

如果厂址区域曾经出现过龙卷风、热带气旋或台风，则应收集详细的历史资料，以便确定龙卷风、台风的设计基准。再根据确定设计基准，考虑被设计基准龙卷风、台风卷起的飞射物的影响。对出现非常严重的龙卷风或热带气旋侵袭的地区应予以否定。

三、对有关外部人为事件的评价

在核电厂厂址选择过程中，应调查厂区周围有无炼油厂、化工厂、油气管线、火药库、炸药库以及危险品仓库设施，有无铁路、列车、公路交通工具及船舶、驳船等载有爆炸、易燃、腐蚀性危险品，有无机场以及空中有无飞机走廊航线，有无军事设施（投弹场、打靶场……），并就上述设施对核电厂安全性的影响进行评价。

（1）化工厂、炼油厂、火药库、炸药库、油和天燃气贮存设施及其输送管线和陆地与水陆运输道路，在初步评价中应离开核电厂厂址 5～8km 的安全距离。

（2）能形成爆炸气云以及能进入通风系统的易燃气体和蒸汽，在初步评价中应离开核电厂厂址 8～10km 的安全距离。

（3）如果推荐的厂址 10km 范围内无机场，厂址 16km 范围内设计每年起落不大于 $193d^2$ 次的机场和 16km 范围外设计每年起落不大于 $386d^2$ 次的机场（这里的 d 是以千米为单位的机场离开厂区的距离），可以不考虑飞机坠毁。

（4）在距核电厂 4km 范围内，无飞机航线或起落通道时，可不考虑飞机坠毁。

（5）在距核电厂 30km 范围内，应无军事设施或轰炸演习之类的空域。

（6）应查清核电厂周围 1～2km 内有无可能引起着火的火源，如大麦、玉米、亚麻籽、小麦之类的仓库。

四、确定核电厂对厂区周围的潜在影响

评价厂址时，通常把核电厂正常放射性释放物及事故放射性释放物作为辐射源看待。在 ZBC57001—84《核电站放射卫生防护标准》中规定：

（1）以反应堆为中心，半径不应小于 600m 的区域为非居住区。

（2）以反应堆为中心，半径不小于 5km 的区域为卫生防护区，在该区内不得有监狱、飞机场、易燃易爆危险品生产和贮存设施，不应有大中型医院、疗养院以及奶牛、奶羊等集中养殖场和放牧场，人口密度应较低，一旦核电厂发生事故，便于在该区采取必要的应急处理措施。

（3）以核电厂反应堆为中心，对扇形中城市的分布要求见表 4-9。

表 4-9　扇形中城市的分布要求

城市人口（万人）	<40	40～70	70～100	>100
一级厂址要求距离（km）	>30	>40	>50	>50
二级厂址要求距离（km）	>20	>30	>40	>50

（4）为了估算核电厂释放的放射性物质弥散到该区域居民区的程度，并以此评价对人的辐射影响，必须进行大气弥散和地下水弥散对居民影响的评价。

（5）为了判断拟建核电厂对周围农业、牧业、水生生物养殖及野生生物等食物链迁移的重要影响，特别是为了制定应急措施，选厂时应对上述情况进行调查。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

五、人口分布

人口分布是核电厂厂址选择过程中需要考虑的重要因素之一。对位于边境的厂址，应努力收集位于邻国边界内的、与厂址相邻的区域内的人口资料。

1. 现有人口

现有人口包括长住人口和暂住人口。对长住人口，必须获得适当详尽的电厂周围区域人口分布资料，如果可能也应对职业、工作地点、饮食习惯等方面的资料进行收集。对暂住人口，应收集短期流动性人口（如旅游者）、长期流动性人口（如学生、季节性居民）的资料。

2. 规划人口

必须作出在核电厂使用期内该地区人口的增长规划，预测出人口增长数量。

附录 4-1 火力发电厂厂址选择中的有关问题

第一节 厂址地形地貌

一、厂址占地的基本原则

(1) 厂址选择时应注意节约用地，除尽量利用荒地和劣地、尽量减少土石方工程量外，还应尽量少拆迁房屋，减少人口搬迁。

(2) 位于城市或工业区的热电厂的厂区、施工区、生活区、交通运输线路、供水及工业管沟路径、送电线、水源地及贮灰场用地，均应与城市规划或工业区的规划相协调。

(3) 厂址不应设在有开采价值的矿藏上，当在矿区选厂时，厂址应位于开采区边线以外，并留有足够的安全距离。

(4) 应查明活动断层的位置，所选厂址应避开活动断层两侧的危险地段和地震基本烈度 9 度及以上的地区。

(5) 在山区或靠近山区选厂时，不应在滑坡和溶岩发育地区建厂；尤其在地震区，应避免在可能发生大面积滑塌的地区建厂；还应避开危岩、滚石及行洪道和泥石流地段。

(6) 所选厂址应避让重点保护的文化遗址。

二、发电厂厂址用地

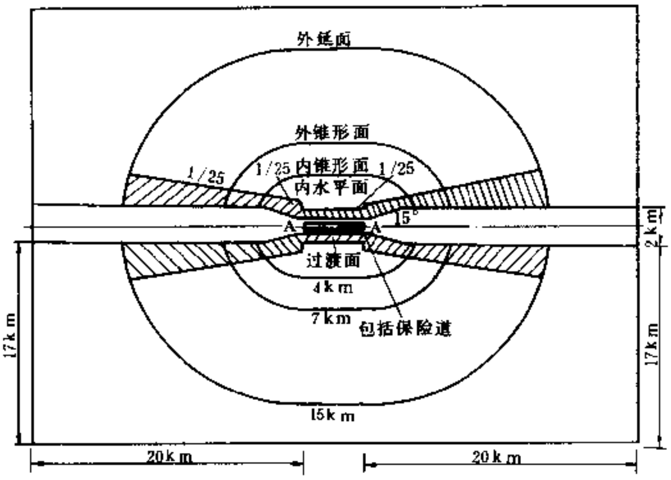
(1) 在发电厂厂址选择中应从全局出发，正确处理好与工业、农业、国防设施和人民生活等方面的关系。条件允许时，电厂厂址宜靠近城镇。

(2) 厂址应位于散发大量有害气体（特别是有腐蚀性的气体）和大量粉尘工业企业的上风向。

(3) 厂址位于河流附近时，一般应位于城镇或居住区的下游，厂址与居民区间应留有防护绿化地带。

(4) 厂址不应位于水库下游邻近大坝的所谓“坝下厂址”，若厂址必须位于坝下时，则

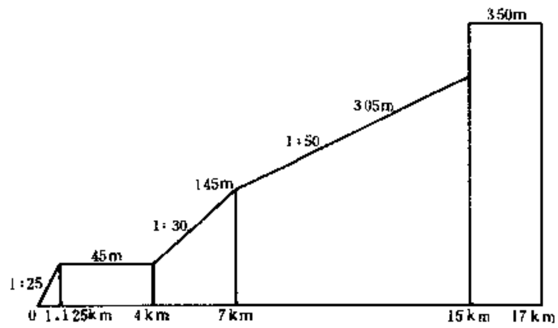
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 4-1 机场净空平面示意图（以一级机场为例）

厂址标高应高于水库溃坝水位以上。

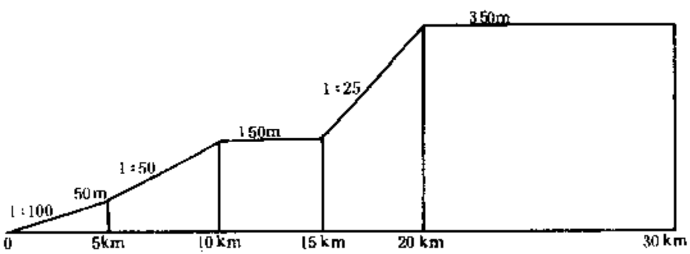
（5）在江、河旁建厂时，防洪堤的堤顶标高应高于百年一遇洪水位的 0.5～1m；对位于海滨的电厂，防洪堤的堤顶标高应按百年一遇的洪水位（或高潮位）加 50 年一遇的风浪高和 0.5m 安全超高来确定。在有内涝的地区建厂时，防洪围堤的堤顶标高应按历史上出现的最高内涝水位加 0.5m 安全超高确定。当有排涝设施时，则按设计内涝水位加 0.5m 安全超高确定。围堤应在初期工程中一次建成。对位于山区的发电厂，应考虑防、排山洪的措施，防排设施按百年一遇的山洪设计。



附图 4-2 机场侧净空剖面图

（6）厂址自然地形坡度以 0.01～0.03 为宜，当自然地形坡度达到 0.03 以上时，则厂区要采取阶梯形竖向布置。地形最小坡度不宜小于 0.005～0.008。

（7）厂址宜避开机场，与机场的距离必须符合关于保护机场净空的有关规定，具体要求如附图 4-1～附图 4-3 及附表 4-1、附表 4-2 所示。



附图 4-3 机场端净空剖面图

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-1　　**机场净空要求**

机场净空	地面限制		机场等级 一	二	三	四
端净空面	第Ⅰ段	长度（km） 坡度 *i* 末端高度（m）	5 0.01 50	1.5 0.01 15	1.5 0.01 15	4 0.01 100
	第Ⅱ段	长度（km） 坡度 *i* 末端高度（m）	5 0.02 150	7.5 0.02 165	9.5 0.02 205	
	第Ⅲ段	长度（km） 坡度 *i* 末端高度（m）	5 水平 150	6 水平 165	3 水平 205	
	第Ⅳ段	长度（km） 坡度 *i* 末端高度（m）	5 0.04 350	5 0.04 365		
	第Ⅴ段	长度（km） 坡度 *i* 末端高度（m）	10 水平 350	10 水平 365		
	每端过渡面	总长度（km） 宽度（km） 坡度 *i*	30 2 0.04	30 2 0.04	14 2 0.04	4 2 0.04
侧净空面	内水平面	高度（m） 半径（km）	45 4	45 4	45 4	45 2
	内锥形面	从内水平面外缘向外（km） 坡度 *i* 外缘高度（m）	3 0.033 145	3 0.033 145	3 0.04 165	1.1 0.05 100
	外锥形面	从内锥形面外缘向外（km） 坡度 *i* 外缘高度（m）	8 0.02 305	8 0.02 305		
	外缘区平面高度（m） 端侧净空过渡面坡度 *i* 每侧总宽度（km）		350 0.04 17	350 0.04 17	 0.04 7	 0.1 3.6

注　1. 端净空面：其长度由保险道头起算；宽度由跑道头中点两侧各 150m 处，以平面 150°角向外扩展至 2km。
2. 过渡面、端侧净空过渡面：分别由跑道中线两侧各 150m 处和两端净空边线起始，按规定坡度向外倾，与相对应的内水平面、锥形面相交；
3. 内水平面、锥形面：分别以跑道两端保险道中点为圆心、以规定的宽度为半径向外作半圆，以与跑道平行的两条直线相切，形成近似椭圆形。
4. 外延面：以一、二级机场跑道两侧各 17km 的平行线，与两端净空带终点的垂线相交构成矩形，四边至外锥形面、端净空带边缘之间的区域。
5. 机场净空起算标高：以跑道两头中点海拔高程为准。
6. 架空高压输电线、架空通信线路不得在跑道两端至近距导航台之间通过。
7. 海拔超过 2km 的机场净空要求，按实际飞行要求计算确定。
8. 多跑道机场净空要求，按本规定分别确定每条跑道的净空区域，其重叠部分按最严格的要求执行。土质和草坪机场如有几个起落方向，则按多条跑道（起落方向）机场净空要求执行。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-2　　机场导航台、定向台对周围环境的要求

干扰源名称		离开导航台距离（m）	离开定向台距离（m）
广播电台	5km	2000	3000
	10km	5000 以上	5000
	50km	5000 以上	10000
	100km	5000 以上	15000 以上
架空高压输电线	35kV 以下	300	500
	60～110kV	700	700
	220～330kV	1000	700
	330kV 以上	1500	700
发电厂，有电焊和高频设备的工厂、矿山、企事业单位		2000	2000
电气化铁路	改　建	500 以上	600 以上
	新　建	700 以上	1000 以上
金属结构建筑物、铁塔		500	500
架空电话线、广播线、低压电力线、公路、铁路		150	300
电力排灌站		200	300

注　1. 广播电台（包括干扰台）除与导航台保持一定距离外，还应与飞机下滑线保持适当的垂直距离。广播设备如达不到国家有关部门所规定的技术标准，对航空导航和定向造成干扰时，广播部门应采取措施消除干扰。
2. 已存在的产生干扰的设备，在满足表内距离要求有困难时，如对导航设备未产生明显不良影响，可继续使用；新建和改建电气化铁路、架空高压输电线等干扰源，按规定距离避让机场通信导航设施有困难时，经无线电管理部门协调，组织技术测试协商解决。
3. 在导向（下滑）信标台、全向信标台、测向测距台、着陆雷达站周围兴建各项工程时，应根据设备对阵地环境的不同要求与机场（台站）主管部门协商办理。
4. 凡在机场周围设置产生电磁辐射的设施时，事先应与机场主管部门联系，并向无线电管理委员会办理备案或审批手续。机场内其他无线电设备的抗干扰保护，按无线电管理的有关规定执行。
5. 在导航台周围 50m 内不得修建高于 10m 的建筑物。在定向台周围 100m 内不得修建高于 5m 的建筑物，在定向台周围 300m 内不得修建高于 10m 的建筑物。
6. 厂址面积除能满足按规划容量规定的工艺布置外，尚应留有适当的扩建余地。

三、厂区工程气象及工程地质

（一）厂区工程气象

在电厂厂址选择工作中，气象资料是确定厂址的基础资料之一。为此应充分了解选厂地区的气候因素，掌握厂址所在地区的气象条件，选择具有代表性、准确性的气象资料，为选择经济合理的厂址方案提供可靠的设计依据。

在厂址选择阶段，应收集距厂址最近的气象台站的历年观测资料。对初步可行性研究阶段，应收集：

（1）气温。历年各月平均、平均最高、平均最低，极端最高、极端最低值。

（2）气压。历年各月平均值。

（3）相对湿度。历年各月平均、最小值。

（4）水汽压（原称绝对湿度）。历年各月平均、最大、最小值。

（5）降水量。历年各月平均值。

（6）蒸发量。历年各月平均值。

（7）风速。历年各月平均值，历年各月最大风速及其相应风向和出现日期。

（8）风向。全年、冬季、夏季主导风向。

为供选厂参考，现将我国部分城市的气象参数列于附表 4-3 内。

附表 4 3　　部分城市气象参数

城市名称	海拔高度(m)	夏季气压(kPa)	气温(℃) 月平均 最冷	月平均 最热	极端 最高	极端 最低	月平均相对湿度(%) 最冷	最热	夏季平均风速(m/s) 实测值	距地2m高数值	主导风向 夏季	冬季	降水量(mm) 年总量	日最大	时最大	最大积雪深度(cm)
北京	31.2	100.13	−4.7	26.0	40.6	−27.4	44	77	1.7	1.1	N	N	584.0	212.2	57.6	18
齐齐哈尔	145.9	98.80	−19.6	22.6	39.9	−39.5	70	74	3.4	2.0	N	NW	433.2	77.9	31.9	15
海伦	239.4	97.73	−22.9	21.3	37.0	−38.4	76	78	2.9	1.8	SE	NNW	575.2	89.3	57.0	15
嫩江	222.3	97.86	−25.8	20.4	37.4	−47.3	75	79	2.4	1.4	SSW	SSW	667.2	83.2	27.3	21
安达	150.5	98.66	−20.0	22.8	34.8	−33.3	73	74	3.5	2.0	S	NWN	396.6	89.2	59.9	15
哈尔滨	171.7	98.39	−19.7	22.7	33.9	−33.8	73	77	3.3	1.7	S	SSW	526.6	94.8	59.1	13
牡丹江	241.4	97.86	−18.8	21.7	35.6	−33.6	72	77	2.0	1.2	SW	SSW	545.9	114.3	62.5	34
海拉尔	612.9	93.46	−27.1	18.7	36.4	−43.6	76	72	3.0	1.8	E	S	323.0	49.4		34
鸡西	233.1	97.86	−17.6	21.5	34.2	−30.6	68	77	2.3	1.5	W	W	516.4	108.2	94.7	40
长春	236.8	97.73	−16.9	22.9	34.2	−31.3	69	78	3.6	2.1	SW	SW	571.6	186.0	769.3	13
四平	164.2	98.66	−15.5	23.5	36.6	−34.6	69	78	3.1	1.7	SSW	SSW	612.8	97.9	54.8	16
延吉	176.8	98.66	−14.7	21.3	37.1	−32.2	62	81	2.3	1.4	ENE	W	525.9	105.3	736.4	58
通辽	178.6	98.39	−14.5	23.8	39.1	−30.4	55	74	3.0	1.7	S	NW	405.6	108.4		11
赤峰	571.1	94.13	−12.0	23.4	42.5	−31.4	45	66	2.0	1.1	SW	SW	371.1	108.0	21.4	16
沈阳	41.6	99.99	−12.7	24.6	38.3	−30.6	65	78	3.1	1.5	SSW	N	675.2	118.9	42.6	20
锦州	86.3	99.86	−9.1	24.4	37.3	−24.7	51	79	3.7	1.9	SSW	N	606.9	144.1	72.6	29
大连	93.5	99.46	−5.3	24.1	35.3	−21.1	59	84	4.4	2.5	S	N	671.1	149.4	67.6	37
本溪	212.8	98.66	−12.0	24.4	37.3	−32.3	65	75	2.4	1.4	E	E	797.2	109.6	56.5	35
丹东	15.1	100.52	−8.8	23.4	34.3	−28.0	60	86	2.5	1.7	S	N	1054.3	162.9	52.6	22
呼和浩特	1063.0	88.93	−13.5	21.8	37.3	−32.8	56	65	1.5	0.7	SW	NW	416.5	114.0	16.2	11
保定	17.2	100.26	−4.5	26.7	43.3	−23.7	55	75	2.2	1.0	SW	SW	594.6	185.6	47.5	16
石家庄	81.2	99.59	−3.1	26.7	42.7	−26.5	52	75	1.5	0.7	SE	N	581.7	200.2	92.9	15
唐山	25.9	100.26	−5.7	25.5	38.9	−21.0	50	79	2.3	1.3	E	W	661.1	132.1	65.9	19
承德	375.2	96.26	−9.4	24.4	41.5	−23.3	46	72	1.1	0.6	S	SW	566.2	151.4	52.9	18
济南	51.6	99.86	−1.7	27.6	42.5	−19.7	54	73	2.3	1.4	SSW	NE	723.7	298.4	61.4	19
青岛	16.8	100.39	−2.6	25.4	36.9	−17.2	67	86	2.8	1.7	SE	N	835.8	234.1		13
兖州	51.6	99.86	−2.2	27.0	41.0	−19.0	65	79	2.7	1.5	S	NE	704.7	180.8	70.6	14

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

城市名称	海拔高度(m)	夏季气压(kPa)	气温(℃) 月平均 最冷	月平均 最热	极端 最高	极端 最低	月平均相对湿度(%) 最冷	最热	夏季平均风速(m/s) 实测值	距地2m高数值	主导风向 夏季	冬季	降水量(mm) 年总量	日最大	时最大	最大积雪深度(cm)
太原	777.9	91.86	-7.0	23.7	39.4	-25.5	50	71	2.1	1.2	NNW	N	494.5	183.5	32.9	13
介休	748.8	92.26	-5.3	24.1	38.6	24.5	49	71	1.6	0.5	NE	SW	493.7	120.5	35.6	13
运城	367.8	96.26	-2.5	27.4	42.7	-18.5	56	70	2.5	1.4	SE	NE	553.1	112.3	27.2	17
哈密	737.9	92.13	-12.3	27.7	43.9	-32.0	62	32	3.5	1.7	NE	NE	29.2	18.9	4.2	4
兰州	1517.2	84.26	-7.3	22.4	39.1	-21.7	59	60	1.4	0.7	E	NE	331.5	50.5	15.3	10
天水	1131.7	88.13	-3.0	22.7	37.2	-19.2	61	73	1.1	0.6	E	E	580.1	88.1	40.2	12
平凉	1346.6	85.99	-5.3	21.1	35.0	22.5	52	72	1.8	1.1	W	W	574.0	69.4	51.5	12
拉萨	3658.0	65.19	-2.3	15.5	29.4	-16.5	28	53	1.8	1.0	ESE	E	463.3	41.6	21.6	10
西安	396.9	95.86	-1.3	26.7	41.7	-20.6	66	71	2.4	1.3	NE	NE	584.4	69.8	39.4	12
延安	957.6	89.99	-6.7	22.9	39.7	-25.4	54	73	1.7	1.0	SW	SW	506.1	84.1	50.8	16
榆林	1057.5	89.06	-9.9	23.5	38.6	-32.7	57	62	2.3	1.4	SSE	N	451.2	124.2	36.2	8
汉中	508.3	94.79	2.0	25.9	38.0	-10.1	76	81	1.1	0.8	E	NE	903.9	102.6	30.8	9
洛阳	793.8	91.73	1.9	24.1	36.4	9.8	61	78	1.7	1.0	NNW	E	875.6	110.0	44.8	9
福州	48.0	99.51	10.4	28.7	39.3	-1.2	73	78	3.0	1.7	SE	NW	1280.8	159.0	56.4	
杭州	7.2	100.26	-2.9	20.2	39.6	-9.6	78	80	1.9	1.0	E	NNW	1223.9	189.3	59.2	16
温州	6.0	100.52	7.5	28.2	39.3	-4.5	73	83	2.1	1.4	ESE	NW	1498.6	152.2	74.7	10
上海	4.5	100.52	3.3	27.9	38.9	-9.4	73	83	3.0	1.7	SSE	NW	1039.3	204.4	71.2	14
南京	8.9	100.39	1.9	28.2	40.7	-14.0	72	81	2.4	1.4	ESE	NE	1013.4	160.6	68.2	14
徐州	43.0	100.12	0.8	27.0	40.6	23.3	67	82	3.0	1.7	E	ENE	868.9	127.9	45.2	25
蚌埠	21.0	100.56	0.7	28.3	41.3	19.4	71	79	2.6	1.4	ESE	NE	905.3	122.3	45.5	24
安庆	44.0	99.99	3.4	28.9	40.6	12.5	73	79	2.8	1.7	NE	NE	1217.9	167.9	100.8	18
景德镇	46.3	99.86	4.5	28.8	41.8	10.9	76	79	1.7	1.1	NE	NE	1612.3	211.1	46.8	7
武汉	29.3	100.12	2.8	28.1	39.4	-17.3	76	79	2.7	1.6	SE	NNE	1203.1	261.7	98.6	12
长沙	44.9	99.46	4.6	29.4	40.6	-11.3	79	75	2.5	1.2	S	SW	1450.2	192.5	82.6	10

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

城市名称	海拔高度(m)	夏季气压(kPa)	气温(℃)				月平均相对湿度(%)		夏季平均风速(m/s)		主导风向		降水量(mm)			最大积雪深度(cm)
			月平均		极端											
			最冷	最热	最高	最低	最冷	最热	实测值	距地2m高数值	夏季	冬季	年总量	日最大	时最大	
广州	9.3	99.99	13.4	28.3	38.9	-1.9	69	84	1.8	1.1	*SE*	*N*	1622.5	253.6	63.0	
韶关	69.3	99.72	10.0	29.1	42.0	4.3	71	75	1.6	0.9	*S*	*NW*	1451.6	141.9	72.3	
南宁	72.3	99.59	12.9	28.3	40.4	-2.1	74	82	1.9	1.1	*E*	*ENE*	1306.8	127.5	87.2	
桂林	166.7	98.52	8.0	28.3	39.4	4.9	70	78	1.6	1.0	*NNE*	*NNE*	1820.5	204.6	50.7	1
钦州	4.0	100.39	13.6	28.3	37.5	-1.8	74	86	2.5	1.5	*S*	*N*	2120.8	235.0	99.6	
昆明	1891.4	80.79	7.8	19.9	31.5	-5.4	68	83	1.8	1.0	*SW*	*SW*	1034.0	87.8	42.7	6
腾冲	1647.8	83.06	7.5	19.5	30.5	-4.2	71	90	1.6	1.0	*SW*	*SW*	1391.1	83.7	42.8	
吐鲁番	34.5	99.72	-9.5	33.0	47.6	-28.0	54	30	2.6	1.4	*E*	*N*	12.6	20.7		2
乌鲁木齐	653.5	93.46	-15.2	25.7	40.9	-32.0	78	38	3.4	2.1	*S*	*S*	194.6	36.3	9.4	35
银川	1111.5	88.39	-9.2	23.5	39.3	-30.6	60	64	1.7	0.9	*S*	*N*	205.2	64.2	18.2	11
敦煌	1138.7	37.99	-9.1	25.2	43.6	-27.6	52	41	1.9	1.2	*ENE*	*W*	29.2	11.5		5
酒泉	1477.2	84.66	-10.0	22.2	38.4	-31.6	56	50	2.0	1.3	*E*	*NW*	82.1	39.0	13.0	10
卢氏	568.8	94.13	-1.7	25.8	42.1	-19.1	65	74	1.8	1.0	*NE*	*NE*	642.3	78.9	34.6	10
信阳	75.9	99.59	1.4	27.9	40.9	-20.0	74	80	2.1	1.2	*S*	*N*	1134.7	145.7		23
赣州	123.8	99.06	7.9	29.5	41.2	-6.0	75	71	2.0	1.2	*SSW*	*N*	1393.3	280.8	44.8	13
南昌	46.7	99.86	4.9	29.7	40.6	-9.3	75	75	2.8	1.5	*SW*	*NNE*	1483.3	188.1	50.2	16
遵义	843.7	91.19	4.3	25.2	38.7	-7.1	82	76	1.0	0.6	*SE*	*E*	1140.1	141.3	75.7	4
重庆	351.1	96.39	7.2	27.8	40.2	-1.8	82	74	1.4	0.9	*N*	*N*	1098.9	109.3	33.6	
宜宾	340.8	96.53	7.9	27.0	39.5	-3.0	81	83	1.2	0.7	*W*	*NE*	1235.1	173.1	41.1	
南充	297.7	96.93	6.6	27.8	41.3	-2.6	81	78	1.4	0.8	*S*	*N*	1054.5	156.7	61.0	4
万源	674.0	92.93	3.5	25.4	39.2	-9.4	65	78	1.4	0.8	*NNW*	*NNW*	1221.6	163.2	57.4	4
西昌	1590.7	83.46	9.5	22.7	36.5	-3.4	50	76	0.8	0.5	*N*	*S*	989.2	104.9	31.9	9
松潘	2827.7	71.99	-4.3	14.6	31.3	-21.1	53	74	1.1	0.6	*SSW*	*NNE*	693.4	34.4		12
甘孜	3393.5	67.46	-4.3	14.1	31.7	-28.7	42	72	1.4	0.8	*W*	*W*	601.6	34.6	12.7	9
会理	1788.4	81.59	7.1	21.1	34.7	-5.8	62	80	0.9	0.6	*N*	*N*	1154.6	140.6	58.7	14
思茅	1302.1	86.53	11.4	21.5	34.9	3.4	81	89	0.9	0.5	*S*	*SW*	1553.4	119.9	54	
贵阳	1071.2	88.79	4.2	23.8	37.5	-7.8	77	77	1.8	0.9	*S*	*NE*	1128.3	113.5	63.2	8

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（二）厂区工程地质

厂址选择的初步可行性研究阶段的工程地质工作，以调查与收集资料为主，对拟选厂址的构造断裂稳定性作出基本评价，推荐出较好的厂址。

1. 场地选择

场地应选在构造断裂相对稳定的地段，地基容许承载力一般在200kP以上，地形平坦，不需整平或整平工作量不大；地基土的压缩性较低且较均匀；地下水位标高较低，建筑物的总平面布置和基础结构设计不受工程地质条件的制约。

厂址应避开下列场地：

1）具有自重湿陷等级Ⅲ级以上的黄土地区；

2）地震基本烈度大于或等于9度，又非坚硬完整基岩地基或虽为岩石地基，但有发震断裂存在的地区；

3）有危害建筑物安全的不良地质现象的场地；

4）场地内有岩溶、土洞及地下采空区而引起的坍塌影响范围；

5）有开采价值的矿产资源。

2. 采空区附近厂址选择

地下矿层大面积采空后，地表产生凹陷。随着采空区扩大凹陷地逐步扩大，形成坍塌称动盆地，其面积往往大于采空区面积，形状和位置与矿层的倾角大小有关。

在坑口附近选厂时，要查清地下矿层的分布范围，预测因采空而可能引起的坍陷移动盆地的发展可能性与发展方向。预测边坡的滑落及环向裂缝的发展对厂址稳定的影响。

3. 厂址的构造断裂稳定性评价

火力发电厂厂址要求尽量避开地震活动区及潜在地震危险带，要了解厂址所处的大地构造部位。一般的大地震多集中在不同大地构造单元接壤地带的大断裂上，所以要论证区域性大断裂带两侧的地质发展史、地质构造的演变情况、岩浆岩的活动情况与地貌发展特点，力求厂址远离地震高烈度（即7度以上）的地震设防区。

第二节　发电厂水源及供水

一、地下水源

火力发电厂用水主要由生产用水和生活、消防用水构成。生产用水包括凝汽器冷却用水、各类辅机冷却用水、锅炉补给水，以及除灰、除尘、通风冷却用水。生产用水是电厂用水的主要部分。各种容量机组的用水量。可参见表4-3。

火力发电厂厂址选择初步可行性研究阶段，水文地质勘测工作的主要任务是：搜集已有的水文、气象、地形、地貌、地质、水文地质、物探、钻探、抽水试验以及邻近地下水水源地的开采情况等与地下水有关的资料。进行野外踏勘，圈定地下水供水水源地的大致范围，对地下水可供开采量及水文地质条件作出初步评价，并在地方政府的协助下，签订供水协议，以满足规划选点的需要。

（一）不同地区选厂工作中的水文地质工作内容

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（1）平原地区。我国广大的平原区是粮棉的主要产区，在这些地区开采地下水时，要与其他工业、农业用水统筹安排，做到综合开发利用。

（2）干旱地区。干旱地区年降雨量少，由于季风大，地表普遍干燥，植被及地表水稀少，因而蒸发量要远远大于降雨量，这种地区的地下水是十分宝贵的水资源。因此，在这种地区进行地下水资源评价时，要十分注意综合开发利用，统筹安排工、农业用水与电厂用水的数量。

（3）基岩山区（包括山间平原和山间盆地）。基岩山区地下水的分布条件复杂，富水性极不均匀，选厂阶段的水文地质工作应对有供水价值的、有代表性的典型地段作重点工作。应该利用地质力学的理论，从构造体系及各构造体系间的复合关系方面着手，分析基岩构造裂隙水的富水性。

（4）黄土地区。黄土地区气候干燥，平均降雨量少，一般为250～600mm，水资源较为贫乏。根据不同地貌搜集河流、沟谷的水位、流量资料或者对地下水资源作出初步评价。

（5）岩溶地区。首先要调查岩溶地下水赖以储存和运动的岩溶通道的分布情况及其规律，由此判明赋存岩溶水的地段。其次要调查岩溶地下水的活动情况，包括运动速度、坡降、水量、地表水与地下水的转化关系、堵塞情况。查明地下水的活动规律。第三要调查地下水的开采条件，包括水位埋深、变化幅度、水量水质的变化条件，以及暗河中某些开采时可供利用的地形地质形态条件和开采可能引起的不良后果。

（6）滨海地区。滨海地区包括沿海岛屿、滨海平原、河口三角洲以及沿海地带的山前丘陵台地等。该地区的工作重点是调查海水的入侵范围，咸淡水分界面，以及淡水层的分布。注意收集潮汐资料，确定高、低潮位时的潮汐界限及其影响范围。在第四系广泛发育的滨海平原及河口三角洲地区，主要是通过水井、试坑、渠道、阶地、陡坎的实际观测，了解第四系成因类型、海相沉积中残留海水的分布范围，以及承压淡水层的埋藏条件，沼泽洼地的形成条件与地下水的关系。在滨海沉积厚度大的地区（中、新生代地层），要注意调查深层淡水层的埋藏深度、厚度、岩性及高水性。沿海城镇、港口和农业井灌区，要特别注意由于开采地下水而引起海水倒灌及水质恶化的问题。总之，在该地区选择电厂供水的地下水源时，应通过数值模拟和电模拟试验，预测因加大了地下水的开采量，海水倒灌的范围及其危害程度，对可否建厂作出结论性评价。

（7）冻土地区。我国冻土地区分布在大兴安岭及新疆少数地区。对这样的地区主要分析它的阻水问题，以及其对地下水运动、垂直渗透补给的影响程度。冻土地区的主要工作是：查明多年片状冻土、岛状冻土的分布规律及上部活动层厚度，查明冻土的结构，冻土层上水、冻土层间水和冻土层下水的分布和埋藏条件及彼此间的水力联系，注意调查由冻土层下水或其他承压水出露所形成的泉、冰锥、隆丘和冰水岩盘等现象。

（二）地下水资源评价

在火力发电厂厂址选择初步可行性研究工作中，地下水资源评价的内容是：

只进行多年平均值的地下水均衡计算，根据含水层的平均厚度、地下水多年平均变幅，估算多年平均综合补给量和地下水的多年平均径流补给量。当有地表水体或河流时，应进

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

行地表水体和河流的多年平均径流量计算，再算出河流的诱导补给量。

根据含水层的分布面积，计算降雨入渗量与地下蒸发量。

计算含水层中地下水的排泄量，调查工、农业的用水量及城市规划用水量。

提出地下水最小与最大的可开采量。

进行地下水资源评价时，首先计算地下水的贮存量，其次计算设计取水建筑物的最大可能出水量，最后进行地下水的均衡计算。

1. 地下水贮存量计算

地下水贮存量，是地下水在循环过程中，某个时期在单元含水层中的贮存数量，可用下式计算

$$W_z = \mu V \tag{附 4-1}$$

式中 W_z——地下水的贮存量（m^3）；

μ——潜水含水层的给水度；

V——潜水含水层的体积（m^3）。

对于承压水含水层的弹性贮量，可按下式计算

$$W'_z = ASh \tag{附 4-2}$$

式中 W'_z——地下水的弹性贮存量（m^3）；

A——含水层的面积（m^2）；

S——承压水含水层的弹性释水系数；

h——承压水含水层自顶板算起的压力水头高度（m）。

贮存量起着地下水补给与排泄之间的均衡调节作用，由于地下水补给产生的可变部分属于开采成分、在枯水年份还要动用部分贮存量，因此贮存量的大小标志着含水层的调节能力，只有保证一定数量的贮存量才能保证地下水取水构筑物的出水量，因而动用的贮存量必须恢复。

2. 取水建筑物开采能力计算

电厂开采地下水一般采用管井或由多个管井组成的井排。管井排（群）开采能力的计算，一般采用非稳定流法，用给定开采量预测地下水位降深的计算公式如下

对于潜水含水层井

$$S = h_e - \sqrt{h_e^2 - \frac{\Sigma q_v}{\pi k} R_z} \tag{附 4-3}$$

对于承压含水层井

$$S = \frac{\Sigma q_v}{2\pi k \delta} R_z \tag{附 4-4}$$

式中 S——含水层中任意点处（包括井孔）在任意时刻 t 的水位降深（m）；

h_e——潜水含水层底板以上初始自由水面高（m）；

δ——承压含水层厚度（m）；

Σq_v——取水井的抽水总量（m^3/d）；

k——含水层渗透系数（m/d）；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

R_z——渗透阻力。

3. 地下水均衡计算

均衡计算的目的是论证取水建筑物开采能力计算结果的可靠性。因为开采能力的计算成果，只能表示某一种取水方式的最大可能抽取量，以及达到这一抽取量时在含水层中形成的下降漏斗轮廓，不能反映出开采降落漏斗和随边界条件的变化而产生的波动情况，因此必须通过地下水均衡计算来评价含水层的可开采能力和开采降落漏斗随边界条件的变化而变的规律。

4. 地下水资源评价的其他方法

地下水资源评价的其他方法有：允许开采模数法、地下径流模数法、开采强度法等。

（三）地下水水质评价

地下水是一种资源，它对工农业生产和人民生活有着重要的影响，故合理开发、保护地下水资源免受污染有着十分重要的意义。因此应查明水源地周围是否存在潜在的污染源和可能产生的污染浓度，对避免和预防污染以及消除地下水污染的可能性作出论证。

1. 地下水污染的调查

一般应搜集的资料有：气象资料、水文资料、土壤资料、工业废水排放情况及处理程度以及有关取水建筑物的给、排水资料等。

2. 地下水污染程度评价

地下水污染系数 E_0，是指地下水中各种污染物实际浓度与允许存在的标准浓度之比的比标系数的总和

$$E_0 = \sum_{i=1}^{n} p_i \quad (附 4\text{-}5)$$

$$p_i = \frac{C_i}{C_{si}} \quad (附 4\text{-}6)$$

式中 p_i——i 污染物的比标系数；

C_i——i 污染物的实际浓度；

C_{si}——i 污染物的评价标准，允许存在的标准浓度；

n——所考虑污染物的种类数。

目前常采用饮用水的卫生标准作为评价地下水污染程度的标准。

二、地表水源

（一）江河水源

电厂以江河作为供水水源时，必须了解江河水情变化规律，以便拟定经济技术合理的方案，保证电厂供水的技术要求。因此，在火电厂初步可行性研究阶段应多方面地搜集选厂地区的水文水利规划资料，为确定厂址提供需要的水文数据。

1. 水文资料的搜集、整理和审查

一般收集项目有：①水文观测站与分布图及测站延革；②测站的历年特征水位、流量；③历史上洪、枯水发生情况；④历年水温变化特征；⑤含沙量及颗粒分析；⑥河道冲淤变

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

化；⑦冰情及洪水时的漂浮物；⑧上下游已建及规划中的水库设计资料；⑨上下游工农业用水量及用水时间；⑩河网化地区应收集河网路径的各段水位、流量，调节控制建筑物的设计技术指标及河道断面特征资料。收集到以上资料后，应加以整理和分析，并审查其可靠性。

2. 有资料地区的枯水计算

火力发电厂在天然河道取水时，设计频率为97%、99%的枯水流量及其相应的水位，是决定电厂能否兴建、兴建的规模及供水方式的重要数据。特别是在我国的北方，水资源贫乏，一般以水定厂，枯水径流更显得重要。

因此，枯水计算在电力工程建设中是一项十分重要的工作。但是，我国目前对枯水径流的研究还非常薄弱，远不能满足工农业生产建设的需要，特别是历年的枯水径流资料不被重视。实测精度较低，加之枯水径流的绝对数量较小，流域上出现偶然的因素就使枯水径流起急剧变化（例如农田灌溉引水、排水，临时性的堰坝，流水的堵塞或溃决等，都会使枯水期的流量和水位产生剧烈的变化），因此，在计算和分析枯水径流时，要特别注意这些偶然因素对枯水径流的影响，使计算成果具有代表性和准确性。

（1）搜集资料和审查分析。搜集拟建电厂取水河段较近的水文观测站历年的枯水径流资料，进行审查分析，确定资料的可靠性和代表性。审查的方法，可先从合理性方面分析，主要从上、下游站邻近流域的测站与本站的历年资料进行对比，特别是要重点审查枯水流量的最小值，分析其可靠性和合理性。

（2）经验频率的计算。经验频率是根据已知的有限的枯水径流资料来估算总体的频率分布，即按样本中各项的排位情况来估算每一项随机变量在总体中所对应的频率的数值。

经验频率计算公式很多，我国现在常用的经验频率是按数学期望公式（附4-7）进行计算的

$$P = \frac{m}{n+1} \tag{附4-7}$$

式中 P——频率（%）；

n——观测系列的总项数或年数；

m——系列按递减（或递增）次序排列的顺序号数。

（3）理论频率的计算。水文计算中的理论频率曲线，是利用多年观测数据及经验资料，从数学上已知的频率函数中选出与其相弥合的方程式，然后将曲线外延可算出所求值，该曲线称理论频率曲线。理论频率曲线有多种，以数理统计中的 P-Ⅲ型曲线与大多数水文资料的经验频率点配合较好。根据我国南北方某些观测站长期观测资料的检验，P-Ⅲ型曲线适合于我国南北河流的情况。

3. 短缺或无资料地区的设计枯水流量的推求

实际工作中往往遇到实测资料不足或无实测资料的地区。为给工程设计提供其所需要的枯水流量资料，必须设法计算、推求出工程设计所需要的依据。常用的推算方法有：相关法、经验公式法和水文比较法等。

（二）湖泊水源

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

利用湖泊作电厂的供水水源，应对湖泊进行查勘和水文计算，其中主要是通过对湖泊的水量平衡计算，确定枯水年的湖泊蓄水量和最低水位。

对不闭塞的湖泊，其湖泊水量平衡计算，应将降水、蒸发、进出径流量等统计资料搜集齐备后，进行湖泊调节计算，求出湖泊各典型年蓄水变化过程及最低枯水位。

当电厂以闭塞湖泊作供水水源时，要研究湖泊水量的变化，使其天然平衡不受破坏。

（三）水库水源

火力发电厂以水库作为供水水源时，应对水库设计的经济技术特性指标进行研究和分析，对使用水库作电厂水源的可行性作出评价和论证。

1. 水库的设计标准和供水保证率

电厂以水库作为供水水源时，应了解水库的设计标准和供水保证率，看其能否满足火电设计规范要求，如不能满足电厂设计要求，应对水库的防洪、供水进行验算，按电厂的防洪标准和供水方式进行调节计算。

2. 水库溃坝流量计算

水库大坝溃决时，水库蓄水量突然下泄，造成下游水位暴涨陡落，这种溃坝形成的溃坝波，不但会引起水库溃坝坍岸和其他损失，严重的还会给水库下游地区带来灾害性的后果。

可用肖克利契公式或圣维南公式计算水库溃坝流量，也可根据水库泄空时间确定最大流量。根据水库溃坝后泄空时间确定坝址断面处最大流量公式为

$$Q_{max} = K \frac{V}{t} \tag{附 4-8}$$

式中 V——水库溃坝前的蓄水库容（m^3）；

t——水库水量泄空时间（s）；

K——溃坝后最大流量与平均流量的比值，其变化范围为 1.2～2.2，一般取 1.5。

（四）海水水源

随着国民经济建设的不断发展，淡水水源日益不足，以海水作为冷却水源的电厂日益增多。随着海洋取水工程的发展，在勘测设计施工运行等阶段，都会遇到海洋水文分析计算等问题。一般有以下几方面：①工程地点的潮汐特性；②工程地点的波浪影响；③工程地点的泥沙运动规律；④工程地点的海流流动方向；⑤取水口处的海水盐度、水温和海生物的分布情况；⑥海岸带的结冰日期、融冰日期、流冰速度、冰块厚度、冰块大小、结冰宽度等。

三、取水建筑物

取水建筑物位置的选择，对于电厂的建设和安全运行具有十分重要的意义。取水建筑物的位置选择得好，不仅能降低建设费用、节省三材，而且能保证运行的安全与可靠。

对取水建筑物位置选择的基本要求有：

（1）应最大限度地靠近汽机房，以减少输水管沟的投资，节省材料。

（2）取水口应选在稳定河床和河岸处，取水建筑物通常建在稳定的凹岸，河段凹岸一

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

般靠近主流，水位较深，可取水量较多。但凹岸一般属于冲刷区，在确定取水建筑物的位置时，应注意到技术经济的合理性。

（3）取水建筑物应建在具有良好的地形、靠近河槽、具有足够水源的地方；取水建筑物应建在地质条件较好的地段，不宜建在大孔土、滑坡带、断层带、淤泥带、流沙和风化严重的岩层地段及喀斯特地层。

（4）尽可能不受泥沙、漂浮物、冰凌堵塞和支流的影响。

（5）不应影响河道的通航。

（6）在河道支叉较多时，应注意到河道的变迁。

（7）应与河道水源的综合利用规划相结合。

第三节　发电厂的燃料

可供发电厂燃用的燃料有石油、天然气、油页岩和煤炭。60～70年代，我国兴建一批燃油发电厂，后来由于石油紧张，已建的燃油发电厂先后改为燃煤发电厂。因我国天然气产量不多，故天然气电厂数量有限。目前我国的火力发电厂主要为燃煤发电厂。现将有关电厂燃用煤炭的问题简介如下。

一、燃煤电厂燃料基地选择的原则

（1）大、中型电厂的布局，应考虑区域的燃料平衡及合理流向。

（2）除中、小型工（企）业电厂及热电厂以外，大、中型电厂应尽量靠近燃料产地或来煤的港口，以便于利用当地燃料和减少运输。

（3）大、中型电厂要有可靠的燃料基地，供给电厂的燃料基地最好与电厂的寿命年限相适应。为了合理地使用能源，在经过技术经济比较论证的基础上，可利用低热值煤，如低热值的烟煤、褐煤、洗矸、石煤、油页岩等。

（4）电厂的建设规模和进度（尤其是坑口电厂），应密切地同矿区的建设规模相配合。

（5）电厂所需燃料应尽可能减少矿点，力争定点供应，以利于生产。

（6）电厂的燃料如需区外供应、远距离输送时，应尽量利用水路运输。

二、煤炭的分类

1. 天然煤的分类

天然煤按其碳化程度及工艺性能进行分类，见附表4-4。

2. 锅炉用煤的分类

锅炉用煤应根据对锅炉工作有影响的煤质指标来分类。影响锅炉工作的煤质指标最重要的是：可燃基挥发分、水分、灰分、含硫量、发热量以及灰熔点。为此，锅炉技术上常把煤分成以下几种：

（1）泥煤。泥煤是最年轻的、碳化程度最浅的煤，呈土黄色，干燥后质松易碎，多从沼泽地里开采出来，具有较高的水分（$M_t>50\%$）和挥发分（$V_{daf}=70\%$），灰分视其来源不同而异，但一般A_d在8%～10%左右。低位发热量$Q_{ar,net,p}$为8374～10468kJ/kg。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-4　　中国煤炭分类

类别	符号	包括数码	分类指标					
			V_{daf}(%)	G	Y(mm)	b(%)	P_M(%)	$Q_{gr,maf}$(MJ/kg)
无烟煤	WY	01,02,03	≤10					
贫煤	PM	11	>10～20	≤5				
贫瘦煤	PS	12	>10～20	>5～20				
瘦煤	SM	13,14	>10～20	>20～65				
焦煤	JM	24 15,25	>20～28 >10～28	>50～65 >65*	≤25	(≤150)		
肥煤	FM	16,26,36	>10～37	(>85)*	>25	*		
1/3 焦煤	1/3JM	35	>28～37	>65*	≤25	(≤220)		
气肥煤	QF	46	>37	(>85)*	>25	(>220)		
气煤	QM	34 43,44,45	>28～37 >37	>50～65 >35	≤25	(≤220)		
1/2 中粘煤	1/2ZN	23,33	>20～37	>30～50				
弱粘煤	RN	22,32	>20～37	>5～30				
不粘煤	BN	21,31	>20～37	≤5				
长焰煤	CY	41,42	>37	≤35			>50	
褐煤	HM	51 52	>37 >37				≤30 >30～50	≤24

注　分类指标符号：V_{daf}—干燥无灰基挥发分(%)；G—烟煤的粘结指数；Y—烟煤的胶质层最大厚度(mm)；b—烟煤的奥胀度(%)；P_M—煤样的透光率(%)；$Q_{gr,maf}$—煤的恒湿无灰基高位发热量(MJ/kg)。

*　对 G>85 的煤，再用 Y 或 b 值来区分肥煤、气肥煤与其他煤类。

(2) 褐煤。褐煤碳化程度较浅，呈棕黑色，无光泽，质软易碎，含水分和挥发分都较高。褐煤的发热量不高，低位发热量 $Q_{ar,net,p}$为 10468～16748kJ/kg。褐煤易点燃，火焰短，火力弱并有显著的自燃趋势。

(3) 烟煤。断裂面呈壳状断面，呈黑色，有光泽，易碎。烟煤含碳量多，干燥无灰基挥发分 V_{daf}在 10%～40%之间，低位发热量 $Q_{ar,net,p}$为 20935～29309kJ/kg。烟煤容易点燃，火苗长，燃烧时产生大量煤烟。其干燥无灰挥发分 V_{daf}和胶质层厚度 y 变化范围很大，其用途也不一样。当胶质层厚度较厚、挥发分较高时，可作为炼焦煤和配焦煤（如焦煤、肥煤、气煤、瘦煤）；当胶质层薄、结焦性差时，一般作为动力煤（如长焰煤、分煤等）。

(4) 贫煤。贫煤是烟煤的一种，它的干燥无灰基挥发分较低，V_{daf}=10%～20%，仅比无烟煤高。贫煤的碳化程度较高，但由于含氢量少，所以发热量比优质烟煤低。贫煤很难燃烧，燃烧时发出很短的黄色火焰，并且无烟，贫煤的焦碳呈粒粉状，储存时很稳定。

(5) 无烟煤。无烟煤是碳化程度最深的煤种。含碳量高，挥发分低（V_{daf}=2%～9%），含氢量少。它的发热量较优质烟煤低，其收到基低位发热量 $Q_{ar,net,p}$为 20935～25122kJ/kg。无烟煤水分少，机械强度高。无烟煤多呈灰黑色，断面平滑光亮、致密密度大。无烟煤挥发分少，很不容易着火，燃烧时具有短而带蓝色的火焰，而且没烟。其焦碳不粘结。

3. 发电用煤的分类

长期的运行实践表明，对锅炉热力工作影响较大的指标是：干燥无灰基挥发分 V_{daf}，收到基低位发热量 $Q_{ar,net,p}$，收到基灰分 A_d，收到基水分 W_{ar}，干燥基全硫分 S_d，以及灰熔点（OT，ST，FT）等项。根据我国的煤炭资源和现行电厂的调查资料，用上述指标分析判别，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

把发电用煤分为 5 大类和 10 小类，参见附表 4-5。

附表 4-5　　**发电用煤分类**

大类别	小类别	分类指标					
		干燥无灰基挥发分 V_{daf}（%）	灰分 A_d（%）	收到基水分 M_{ar}（%）	硫分 $S_{t,d}$（%）	收到基低位发热量 $Q_{ar,net,p}$（kJ/kg）	灰熔点 ST（℃）
无烟煤	超低挥发分煤	>6.5～10				>20934	
半烟煤	低挥发分煤	>10～19				>18422	
烟煤	中挥发分煤	>19～27				>16329	
	高挥发分煤	>27～40				>15491	
褐煤	超高挥发分煤	>40				>11723	
低质煤	低发热量煤	≤10 >10～19 >19～27 >27～40 >40				<20934 <18422 <16329 <15491 <11723	
	超高灰分煤		>46				
	超高水分煤	>40 ≤40		>40 W_s>12			
	高硫煤				>3		
	易结渣煤					>12560	ST<1350

三、煤炭的储量

1. 煤炭勘探程序和工作程序

按照煤田勘探工作深度要求，可将煤田勘探程序划分为 4 个阶段，即找煤（初步普查）、普查（详细普查）、详查（初步勘探）、精查（详细勘探）。

找煤应在煤田预测或区域地质调查的基础上进行。其主要任务是寻找煤炭资源，并对工作地区有无进一步工作的价值作出评价，计算 D 级储量。

普查应在找煤的基础上，或在已知有勘探价值的地区进行。其主要任务是对工作区有无开发价值作出评价，为煤炭工业的远景规划和下一阶段的勘探工作提供必要的资料。并计算 $C+D$ 级储量，其中 C 级一般应不少于 20%～30%。

详查应在普查的基础上，按煤炭工业布局规划的需要，选择资源条件较好、开发比较有利的地区进行。详查的主要任务是为矿区总体设计提供地质资料，其成果要保证矿区规模、井田划分不至因地质情况而发生重大变化，并要对影响矿区开发的水文地质条件和其他开采技术条件作出评价。计算 $B+C+D$ 储量，其中 $B+C$ 级储量一般应不少于 70%，B 级储量一般应为 20%～30%。构造复杂或煤层不稳定的地区，可以只计算 $C+D$ 级储量，其中 C 级储量一般不少于 50%。

精查一般应在矿区总体设计或总体规划的基础上进行。精查的主要任务是为矿井设计

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

提供可靠的地质资料，其成果要满足选择井筒、水平运输巷、总回风巷的位置和划分初期采区的需要，保证井田境界和矿井井型不至因地质情况而发生重大变化，保证不至因煤质资料而影响煤的既定工业用途。计算 $A+B+C$ 级储量，其中 $A+B$ 级储量的比例应符合附表 4-6 的要求。

附表 4-6 矿井各级储量比较表

地质及开采条件		简单		中等			复杂	
井型		大型	中型	大型	中型	小型	中型	小型
储量级别比例（%）	井田内 $A+B$ 级储量占总储量的比例不少于（%）	50	40	50	40	20	30	20
	第一水平内 $A+B$ 级储量占本水平储量的比例不少于（%）	70	60	60	50	30	40	—
	第一水平内 A 级储量占本水平储量的比例不少于（%）	40	30	30	20	—		—

2. 煤炭储量的类别

根据我国的能源政策和煤炭资源状况，按目前煤矿开采的技术水平，将煤炭储量分为 2 类：

(1) 能利用储量（平衡表内）。符合当前煤矿开采经济技术条件的储量。

(2) 暂不能利用储量（平衡表外）。由于煤层厚度小、灰分高，或因水文地质条件、其他开采技术条件特别复杂等原因，目前开采有困难，暂时不能利用的储量。

各类储量的分类和计算标准见附表 4-7 和附表 4-8。

附表 4-7 一般地区储量分类和计算标准

储量类别			能利用储量			暂不能利用储量		
煤种			炼焦用煤	非炼焦用煤	褐煤	炼焦用煤	非炼焦用煤	褐煤
最低可采厚度（m）	矿井开采	<25°	0.7	0.8	1.0	0.6	0.7	0.8
		25°～45°	0.6	0.7	0.9	0.5	0.6	0.7
		>45°	0.5	0.6	0.8	0.4	0.5	0.6
	露天开采		1.0			0.5		
最高可采灰分 A_d（%）			40			50		

附表 4-8 缺煤地区储量分类和计算标准

储量类别			能利用储量			暂不能利用储量		
煤种			炼焦用煤	非炼焦用煤	褐煤	炼焦用煤	非炼焦用煤	褐煤
最低可采厚度（m）	矿井开采	<25°	0.6	0.7	0.8	0.5	0.6	0.7
		25°～45°	0.5	0.6	0.7	0.4	0.5	0.6
		>45°	0.4	0.5	0.6	0.3	0.4	0.5
最高可采灰分 A_d（%）			40	50	40	50	60	50
最低发热量 $Q_{gr.net.p}$（MJ/kg）				12.54	8.36		8.36	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

3. 煤炭储量级别的划分

按勘探研究程度，将煤炭储量分为 A、B、C 和 D4 级，其中 A 级、B 级、C 级为工业储量（A 级和 B 级称为高级储量），D 级为远景储量。

A 级。是经过较密的勘探所控制的储量。它是建设煤矿企业设计和投资的依据。查明了落差大于 30m 的断层性质、走向，煤层层位和稳定程度、煤质及其分布规律等。

B 级。是经过系统的勘探工程所控制的储量。它也是建设煤矿企业设计和投资的依据。基本查明了落差大于 30m 的断层和煤层情况，基本确定了煤层层位和稳定程度，煤质及其分布规律等。

C 级。是用一定的勘探工程控制的储量。它可作为小型煤矿企业设计和投资的依据；配合 A+B 级或 B 级储量也可作为大、中型煤矿企业设计和投资的依据。初步查明了地质构造及煤层产状，大致查了煤层层位、厚度和变化规律，煤质也初步了解。

D 级。根据地表工程揭露和少数钻孔的控制，对煤层层位、厚度及煤质有了初步了解，并根据地质测量或物探方法确定了分布边界的储量。它一般作为地质勘探设计的依据；配合 C 级储量也可作为小型煤矿企业设计和投资的依据，或作为煤矿建设远景规划的依据。

四、矿井生产能力和服务年限

1. 矿井储量

矿井初步设计一般以批准的精查地质报告作为设计的资源储量依据。地质条件复杂的小型矿井，也可以批准的详查最终地质报告为依据。

矿产部门编制的矿井初步设计的工业储量，系指平衡表内 A+B+C 级的储量。

地方小煤矿工业储量一般按 $B+C+\frac{1}{2}D$ 级计算。其采区回采率数值，可低于上述值。

2. 矿区设计生产能力和服务年限

有关矿区设计生产能力和服务年限如附表 4-9～附表 4-12 所示。

附表 4-9　矿井设计生产能力和服务年限

矿井设计生产能力（万 t/年）	240	180	150	120	90	60	45	30	20	15	10
矿井设计服务年限（年）	不少于 100	不少于 90	不少于 80	不少于 70	不少于 60	不少于 50	不少于 40	不少于 30	不少于 20	不少于 20	不少于 10

附表 4-10　露天煤矿服务年限

露天煤矿类型	最小设计服务年限（年）
大型（90～300 万 t/年）	30～50
中型（30～60 万 t/年）	20～30
小型（21 万 t/年以下）	10～20

注　设计服务年限＝$\frac{可采储量}{设计生产能力\times储量备用系数}$，储量备用系数一般采用 1.1～1.2，地质构造复杂的露天矿采用 1.3。

附表 4-11　各类矿井采区个数

矿井设计生产能力（万 t/年）	采区个数
240、300 及以上	3～4
150、180 及以上	2～3
90、120 及以上	2
60 及以下	1～2

附表 4-12　　各种矿区建设规模所需储量（供参考）

矿区规模(kt/年)	产量递增期		均衡生产期		产量递减期		全服务期		矿区可采储量(kt)	回收率(%)	总工业储量(Mt)
	年限(年)	可采储量(kt)	年限(年)	可采储量(kt)	年限(年)	可采储量(kt)	年限(年)	可采储量(kt)			
10000	15	75000	100	1000000	40	200000	155	1275000	1912500	70～65	2730～2940
8000	15	60000	90	720000	35	140000	140	920000	1380000	70～65	1970～2100
5000	10	25000	80	400000	25	62500	115	487500	731250	70～65	1040～1120
3000	10	15000	60	180000	15	22500	85	217500	326250	70～65	470～500
2000	7	7000	55	110000	13	13000	75	130000	185000	70～65	260～280
1500	5	3750	50	75000	10	7500	65	86250	129380	70～65	180～280
1000	5	2500	40	40000	10	5000	55	47500	71250	70～65	100～110
1000 以下	3～5		30～40		10		43～55			70～65	100 以下

注　1. 矿区可采储量按储量备用系数 1.5 考虑。

2. 矿区的可采储量＝（工业储量－永久煤柱损失量）×采区回采率。采区回采率一般不得小于以下数值：厚煤层 75%、中厚煤层 80%、薄煤层 80%。

五、煤质分析及其换算

经常使用的有工业分析及元素分析两种方法。

1. 工业分析

工业分析的分析项目包括水分、挥发分、固定碳、灰分、全硫分、灰熔点和发热量等。

(1) 挥发分和焦碳。煤被加热时，首先是水分蒸发。当温度继续升高而不供给空气时，煤中的有机物质开始分解，挥发出一种气态物质（其中大部分是可燃气体），称为挥发分。通常用的是干燥无灰基挥发分，以 V_{daf}表示。放出挥发分后，剩下一部分固体状态的碳（固定碳）和全部灰分，它们的总称为焦碳。煤的组成也可以用水分、挥发分和焦碳来表示，即

$$水分 + 挥发分 + 焦碳 = 100$$

不同的煤种其挥发分的含量、开始析出挥发分的温度和开始着火的温度不同，见附表 4-13。

附表 4-13　　煤的挥发特性

煤　种	开始析出挥发分的温度（℃）	可干燥无灰基挥发分含量 V_{daf}（%）	开始着火的温度（℃）
泥　煤	100～110	70	225
褐　煤	130～170	40～60	370
烟　煤	170～390	>10	470～500
无烟煤	～400	<10	700

(2) 煤的发热量。发热量是煤的主要特性之一，它是指 1kg 煤完全燃烧后所放出的热量 $Q_{gr,p}$。煤的发热量可分为高位发热量 $Q_{gr,p}$和低位发热量 $Q_{net,p}$。高位发热量是煤的最大可能发热量，包括煤燃烧后所生成的水蒸气全部凝结为水的凝结热（即汽化潜热）。不包括这部分汽化潜热的叫低位发热量。

2. 元素分析

元素分析的分析项目包括：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（1）元素成分分析。包括收到基碳（C_{ar},%），收到基氢（H_{ar},%），收到基氧（O_{ar},%），收到基氮（N_{ar},%），收到基硫（S_{ar},%），收到基灰分（A_{ar},%），收到基水分（M_{ar},%），全水分（M_t,%）。

（2）收到基挥发分（V_{ar},%）。

（3）收到基低位发热量（$Q_{ar,net,p}$，kJ/kg）。

（4）可磨性指数（常用哈氏法）。

（5）灰分特性变形温度（DT,℃）、软化温度（ST,℃）、液化温度（FT,℃）等。

各种基的燃料成分划分见附表4-14。

附表4-14　　燃料成分划分

角标符号	成分							
	C 碳	H 氢	O 氧	N 氮	S 硫	A 灰分	M 水分	M 水分
daf	干燥无灰基							
d	干燥基							
ad	空干基							
ar	收到基							

根据工程需要进行的试验分析项目有：煤磨损指数，灰的成分分析，煤的粒度分级，以及在50、100、150、200℃时的煤灰比电阻资料。

当所得到的煤质分析资料与常用基质不同时，可利用附表4-15的关系进行换算。

附表4-15　　燃料基换算系数

已知燃料基	欲求燃料基			
	应用基	分析基	干燥基	可燃基
收到基	1	$\frac{100-M_{ad}}{100-M_{ar}}$	$\frac{100}{100-M_{ar}}$	$\frac{100}{100-M_{ar}-A_{ar}}$
空干基	$\frac{100-M_{ar}}{100-M_{ad}}$	1	$\frac{100}{100-M_{ad}}$	$\frac{100}{100-M_{ad}-A_{ad}}$
干燥基	$\frac{100-M_{ar}}{100}$	$\frac{100-M_{ad}}{100}$	1	$\frac{100}{100-A_d}$
干燥无灰基	$\frac{100-M_{ar}-A_{ar}}{100}$	$\frac{100-M_{ad}-A_{ad}}{100}$	$\frac{100-A_d}{100}$	1

第四节　电　厂　除　灰

一、电厂除灰方式

除灰方式的选择，应按电厂规划容量、排灰量、灰渣特性、供水条件、灰渣综合利用等条件来确定。

1. 气力除灰

发电厂采用气力除灰方式的条件如下：

1）大机组电厂采用电除尘器，其下灰斗较多，需要厂区集中再向贮灰场转运时；

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

2）综合利用工艺要求采用干灰时；

3）电厂距贮灰场较远，需采取先干灰集中、再处理转运的系统；

4）为节约用水，采用气力集中，再用高浓度水力除灰方式时；

5）受到水源限制或水质中重碳酸根值过高，以及灰渣中氧化钙含量过高（>10%），不宜采用水力除灰方式时。

2. 水力除灰

目前国内大中型发电厂，水力除灰是较普遍采用的系统。由于水力除灰形式多样，确定系统的变化因素又较多，需根据工程具体情况，选择不同的水力输送方式。水力除灰方式的选择条件如下：

（1）厂区周围具有足够的除灰水源和有水力贮灰的场地。

（2）建厂地区有水力除灰输灰管线建设的条件。为满足环保要求，还应妥善地处理好灰场排水对周围环境污染的影响。

（3）厂址地形适宜、灰场所处标高较低，对具备自流条件（坡度大于2%）的，应优先考虑自流灰渣沟直流入贮灰场。

（4）灰渣泵混除水力除灰系统简单、可靠、经济，适用于高、低浓度及向远距离及高扬程的灰场输送，但需要有足够的水源。

（5）具有灰渣综合利用条件，或具备近距离有渣场和远距离有灰场的电厂，应优先考虑灰渣分除系统。这种系统对大容量的除灰，远距离高扬程输送时更为适宜。

（6）无专门贮灰场或无条件水力输送的电厂，可采用厂区内水力输送至沉淀池，经其他方式转运处理。

（7）为满足除灰远距离、高扬程、节水节电、防止排放污染环境等条件的要求，不少电厂采用了浓缩灰浆或搅拌制浆设施的油隔离泵、水隔离泵以及柱塞泵等各种型式的水力输送设备。这些设备组成的系统比灰渣泵输送系统复杂，设计时需认真对待，而且要求运行管理、维护检修相当严格。

3. 机械除灰

适用于层燃炉、沸腾炉及液态排渣炉。我国小型电厂中采用较多，国外在大容量电站也有采用。其特点是设备简单，投资较少，转运方式灵活。通常先将热渣经水润湿，再由捞渣机捞出，经皮带（或刮板输送机）、车辆转运至贮灰场。

4. 航运除灰

厂址位于江河、海滨附近，并有通航条件，能使船舶载送灰渣至抛弃点或综合利用场所的一种特定除灰转运方式。航运除灰需充分考虑季节、气候对连续作业的影响，并注意尽量减少污染水域。它的特点是运输量适应性较大，运行费用较小。

二、灰渣量的计算

$$G_{hz}=G_{\Sigma}(\varphi_z+\varphi_h\eta_{ch})\quad t/h \qquad (附 4\text{-}9)$$

$$G_h=G_{\Sigma}\varphi_h\eta_{ch}\quad t/h \qquad (附 4\text{-}10)$$

$$G_z=G_{\Sigma}\varphi_z\quad t/h \qquad (附 4\text{-}11)$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$G_{\Sigma} = B\left(\frac{A_{ar}}{100} + \frac{q_4 Q_{ar \cdot net \cdot p}}{33913 \times 100}\right) \qquad \text{(附 4-12)}$$

式中 G_{hz}——除灰系统排出灰渣量（t/h）；

G_z——锅炉排出的渣量（t/h）；

G_h——锅炉排出的细灰量（t/h）；

G_{Σ}——燃料在锅炉内燃烧后所产生的灰渣总量，见表 4-7 及表 4-8 或计算（t/h）；

B——锅炉在额定负荷时的燃料消耗量（t/h）；

A_{ar}——燃料收到基的灰分（%）；

$Q_{ar \cdot net \cdot p}$——燃料收到基的低位发热量（kJ/kg）；

33913——碳的发热量（kJ/kg）；

q_4——机械未完全燃烧损失（%）；

φ_h——锅炉飞灰所占比例（%）；

φ_z——锅炉排渣所占比例，其值与燃烧方式有关（%）；

η_{ch}——除尘器效率（%）。

三、贮灰场的选择

1. 贮灰场选择的原则

（1）贮灰场应距厂区较近、高差较小。一般应尽量利用电厂附近的山谷、洼地、河滩地、塌陷区。不占或少占、缓占耕地，尽量避免迁移居民。

（2）贮灰场力求避免设在大型工矿企业和城镇的上游，并应尽量设在工业区和居民集中区最小主导风向的下方。

（3）贮灰场应选择筑坝工程量小、布置排洪构筑物有利的地形。坝址附近应有足够的筑坝材料。

（4）当贮灰场选择在山谷中时，对贮灰场以上汇水面积的地表水，应考虑引排措施。泄洪频率根据对下游影响的具体条件，根据灰场的总库容、最终坝高，并结合当地规划的防洪能力考虑确定。

（5）当灰场位于河滩地时，应考虑修建后对河流流速、流向和水位改变的影响。围堤的标高，应根据灰场被冲毁后对下游城市或工业区等造成的影响程度和河流特性确定。

2. 贮灰年限的计算

贮灰场的容积应满足规划容量时贮灰 20 年左右的要求。灰场可分期建设，第一期灰场一般应能容纳 10 年左右的灰渣量（按本期容量计算）。贮灰场的贮灰年限，可按下式计算

$$a = \frac{AKh}{V} \qquad \text{(附 4-13)}$$

式中 a——贮灰场使用年限（年）；

A——灰场面积（m^2）；

K——容积利用系数；

V——每年向灰场排放的灰渣量（m^3）；

h——贮灰高度（m）。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

在选厂阶段，容积利用系数 K 可取 1。

第五节 交 通 运 输

在电源规划中研究电厂布局时，需要考虑将电厂布置在电力负荷中心和水源丰富的地区，由于煤炭产地往往水源缺乏，因此产生了输煤与送电、输煤与输水的技术经济比较，以及在矿区建设空冷电厂送电与输煤的比较问题。为便于方案比较，现将有关运输资料简介于下：

一、铁路运输

（一）铁路通过能力

通常把通过能力分为设计通过能力、现有通过能力和输送能力。

设计通过能力指铁路修建后或现有铁路技术改造后，铁路线路所能达到的能力。

现有通过能力指在现有固定设备、现行的行车组织方法和现有的运输组织水平的条件下，铁路线路可能达到的能力。

输送能力指在一定的固定设备、机车车辆类型和现行组织方法条件下，在 24h（一昼夜）内铁路所能通过的平行运行列车对数（复线为列数）。

通过能力的大小，由车站分布、铁路是单线还是复线等因素决定。

新建单线，当采用半自动闭塞，平行运行图最大通过能力为 42～48 对时，其通过能力达到饱和，扣除储备能力和客车、零担、摘挂列车对数后，实际货物列车可达 20～25 对。

双线铁路，当采用自动闭塞，按列车间隔时间 10～8min 计算，理论上其通过能力可达 144～180 对。但目前我国双线实际通过能力在 102～132 对时，已感到紧张。所以一般可以认为双线通过能力为 100 对左右比较合适。

（二）铁路通过能力的计算

1. 单线区间通过能力的计算

$$N_t = \frac{1440\,K_1}{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5} \quad \text{（附 4-14）}$$

式中 N_t——昼夜列车通过对数；

t_1、t_2——列车在单线区间往返所需时间（min）；

t_3——停车减速及启动加速时间，采用 2min；

t_4、t_5——车站间隔时间，见附表 4-17；

K_1——贮备系数，$k=0.75\sim0.8$；

1440——车站一昼夜总工作时间（min）。

2. 复线区间通过能力的计算

$$N_e = \frac{1440\,K_2}{t_6 + t_7} \quad \text{（附 4-15）}$$

式中 N_e——每昼夜单方向通行的列车数量；

t_6——列车在一个方向的运行时间（min）；

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

t_7——准备进路及开放信号时间，见附表 4-16；

K_2——贮备系数，$K_2=0.85$；

1440——车站一昼夜总工作时间（min）。

附表 4-16　　　　**车站间隔时间**（min）

行车联络方法及道岔扳动方式	车站间隔时间 t_4+t_5	准备进路及开放信号时间 t_7	行车联络方法及道岔扳动方式	车站间隔时间 t_4+t_5	准备进路及开放信号时间 t_7
电话联系	12	5	自动闭塞，道岔集中操纵	7	
电气路签	11～12	4	半自动闭塞，手动道岔	10	3
半自动闭塞，道岔集中操纵	8		自动闭塞，手动道岔	9	

3. 电厂每日需到达的燃料列车对数（列数）的计算

$$N_d=\frac{Q_d}{G\times 0.73-q_{sb}} \qquad (附 4-16)$$

式中　N_d——列车对数或列数；

Q_d——电厂每日需要的燃料运量，由式（附 4-17）计算；

G——列车牵引定数（t）；

0.73——车辆平均载重系数等于列车平均净载重（t）除以货车平均总重（t）；

q_{sb}——守车重量，一般按 9t 计。

4. 电厂每日需要燃料运量的计算

$$Q_d=\frac{Q_m K_3}{365} \qquad (附 4-17)$$

式中　Q_d——电厂每日需要燃料的运输量（t/天）；

Q_m——电厂每年需要燃料的运输量，参见表 4-7（t/年）；

K_3——铁路运输不平衡系数，$K_3=1.2\sim1.4$。

（三）机车、车辆数量的计算

1. 机车数量的计算

$$N_j=\frac{2Q_m L K_a K_b K_p}{365 G \gamma_j S}\times\frac{8760}{t} \qquad (附 4-18)$$

式中　N_j——机车数量（台）；

Q_m——煤（或油）的年运输量（t/年）；

L——煤（或油）的运输距离（km）；

K_a——机车辅助走行系数，一般采用 1.1～1.3；

K_b——机车备用系数，一般采用 1.2；

K_p——运输不均匀系数，一般为 1.2；

G——机车牵引定数，参见附表 4-17（t）；

γ_j——净载重系数，一般取 0.72；

S——每日机车行驶公里数，蒸汽机车为 360km/天，内燃机车为 800～1000km/天，电力机车为 550～650km/天；

t——年利用小时数，一般为 7500h。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-17 **机车牵引定数(t)**

牵引类型	机型		坡度 i_{xp} (‰)												
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
内燃牵引	东风		3618	3007	2568	2236	1977	1770	1599	1457	1336	1233	1143	1064	
	东风 4		5721	4781	4100	3585	3182	2857	2591	2367	2178	2015	1874	1750	
	东方红 2		2215	1843	1576	1374	1217	1091	987	901	827	765	710	662	
	东方红 4		5127	4291	3684	3224	2862	2571	2331	2130	1960	1813	1685	1573	
电力牵引	韶山	小时制	5595	4755	4129	3645	3260	2946	2685	2465	2276	2113	1971	1846	1735
		持续制	4820	4099	3562	3145	2813	2541	2316	2125	1962	1821	1698	1589	1492
蒸汽牵引	前进		4186	3497	2994	2612	2312	2069	1869	1702	1560	1473	1330	1237	
	菲德(FD)		4049	3364	2869	2493	2198	1961	1766	1603	1464	1345	1241	1150	
	建设		3394	2828	2417	2105	1861	1663	1501	1365	1250	1150	1064	988	
	解放(现)		3557	2957	2523	2195	1938	1732	1562	1420	1300	1196	1106	1028	
	解放		3675	3044	2592	2251	1986	1774	1600	1455	1332	1226	1135	1055	
	解放 6		3014	2494	2120	1840	1621	1446	1303	1183	1082	995	919	853	
	上游		2677	2227	1901	1653	1460	1304	1176	1068	977	899	831	771	

注 1. 表中数字按机车正向牵引计算。蒸汽机车逆向牵引时，牵引重量按上表减 20%，推送行驶减 15%，逆向推送减 25%，补助机车（协助列车闯坡时在后部推送用的机车）减 10%。

2. 坡道上如有曲线，应将其附加阻力折算成坡度，对既有线上的坡道予以折加（牵引重量减小）。对新线为保持规定的牵引定数，应将坡道予以折减。

3. 在坡道上如有曲线且半径较小时，若列车行驶速度低于该机型规定的计算速度，轨面的粘着系数降低，影响牵引重量，故该曲线范围上的坡度需予减缓。

4. 严寒、风雪地区，蒸汽机车因基本阻力增加，粘着系数降低，牵引重量相应减少。

室外计算温度（℃）	−20～−25	−26～−30	−30 以下
牵引重量减吨率（%）	5	10	15

5. 牵引定数尚应考虑列车在坡道上临时停车再起动的条件，验算坡道上起动列车车钩强度容许的起动坡度。车钩拉力过大，可能造成断钩事故。此外，内燃机车牵引时，其牵引重量除上述因素影响外，还受经行地区的环境温度和海拔标高的影响，选厂阶段不必深究，此不详述。

6. 列车牵引定数按吨取整，不足 50t 的舍去。

2. 车辆数量的计算

$$N_c = \frac{Q_m}{365q} \times \frac{1}{24}\left(\frac{2L}{\nu} + t_1 + t_2 + t_3\right) K_b \times \frac{8760}{t} \qquad (附 4\text{-}19)$$

式中 N_c——车辆数量（辆）；

q——每辆车箱净载重量，目前在主干线铁路的大部分为混合列车，可采用平均值，一般为 45.45t；

ν——车辆的平均运行速度，一般单线为 25～30km/h，复线为 35～40km/h；

t_1——区段站和枢纽站的车辆集结和编组时间，对于普通车站 t_1 按作业时间计算（可向当地铁路部门收集），采用固定车组的底开车（因不发生集结及编组作业，仅有检车作业），t_1=0.5～1.0h；

t_2——矿停时间，与矿区的运输能力、装车能力等因素有关，一般为 4～10h；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

t_3——厂停时间，一般为2～4h。

Q_m、L、K_b、t 意义同式（附4-18）。

（四）大件运输

大件运输分为集重货物、超长货物、超限货物。

1. 集重、超长、超限货物的有关规定及各种限界

（1）集重货物。是指一件货物的重量大于所装平车负重面规定的最大容许载重量。各型平车（N型车）和凹底车及长大平车（D型车）各部位容许装载重量均有具体规定，需经验算后，选用车型。

（2）超长货物。指一件货物的长度一端或两端超过所装平车的长度，需要使用游车（超长部分伸人到另一节车上，但该车不承受货重）或跨装运输（一件超长货物由2节车负重）。货物每端突出长度，一般不得超过车底板长度的30%，超过时由铁路局另定。跨装负重车之间只准加挂1辆游车，并且通过9号以下的道岔时，不得推送，防止车辆脱轨。

（3）超限货物。货物装车后，在直线线路上停留时，货物的高度和宽度有任何部位超过“机车车辆限界”（见附图4-4）或特定区段的装载限界，称为超限货物。在直线线路上停留虽不超限，但在行经半径为300m的曲线线路时，货物的内侧或外侧的计算宽度（已经减去曲线水平加宽量36mm）仍然超限的，亦为超限货物。超限货物，按左侧、右侧或两侧超限部位和超限程度，分为一级超限、二级超限、超级超限。具体又分为上部超限（轨顶以上超过3600mm的任何部位超限者）、中部超限（轨顶以上1250～3600mm之间的超限者）、下部超限（轨顶以上150～1250mm之间的任何部位超限者）。“一级超限限界”见附图4-5，“二级超限限界”见附图4-6，超出二级超限尺寸者，按“超级超限”办理。

对集重、超长、超限货物的运输，必须经铁路局（或分局）呈请铁道部，下达具体指示。对资料审查、货物受理，调配车型、装运办法、装载加固、状态检验、径路检测、拆除障碍、运输挂运、人员派遣、会车及运行限速等等，均有具体规定。如果是进口设备，需在取得有关国提供的资料后，交铁路局上报铁道部外事局，会同运输局，与有关国铁路部门商定可否装运和确定换装办法。

运输采用特种平车（D型车）时，通过的曲线半径不得小于180m，侧向通过的道岔不得小于9号（9号道岔侧向导曲线半径为180m）。在选厂阶段，对拟接轨的线路条件，不满足这一标准时，应考虑是否有改造的可能。

在初步可行性研究阶段，对拟采用的大型设备运输条件即应落实。对电厂采用的机、炉、电大件设备，如：汽轮机的高压缸、中压缸、低压缸、低压转子、加热器，锅炉的汽包、水冷壁、空气预热器，旋风分离器，球磨机壳，发电机定子及转子，主变压器等，均应由制造厂家提供运输状态的装载尺寸及重量，报送铁路部门，按产地及经行路网区段的桥梁、隧道、立交桥、天桥、雨棚、信号装置、通信设施、煤台、水鹤和靠近建筑限界的其他建筑物、设备等具体检定情况，研究落实能否承运，应取得必要的承运文件，做为选厂报告的依据。

2. 运输长大货物的特种车辆

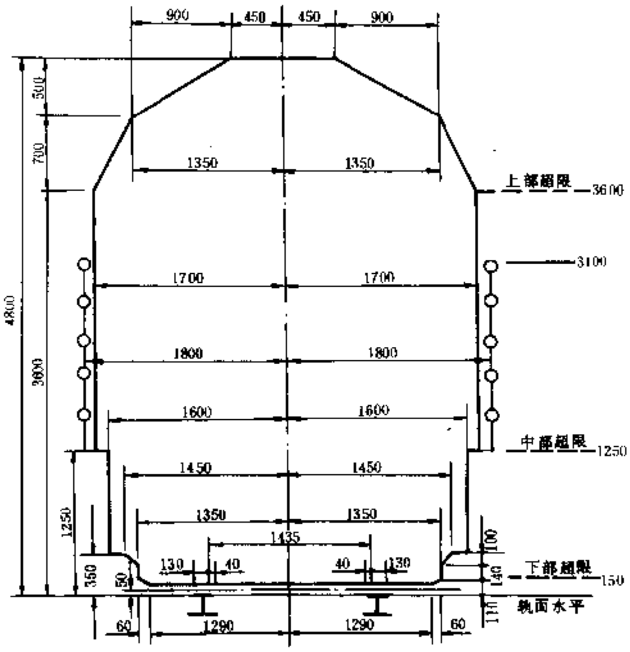
运输长大货物的特种车型见附表4-18及附图4-7～附图4-15。D35型钳夹式车主要数据见附表4-20。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

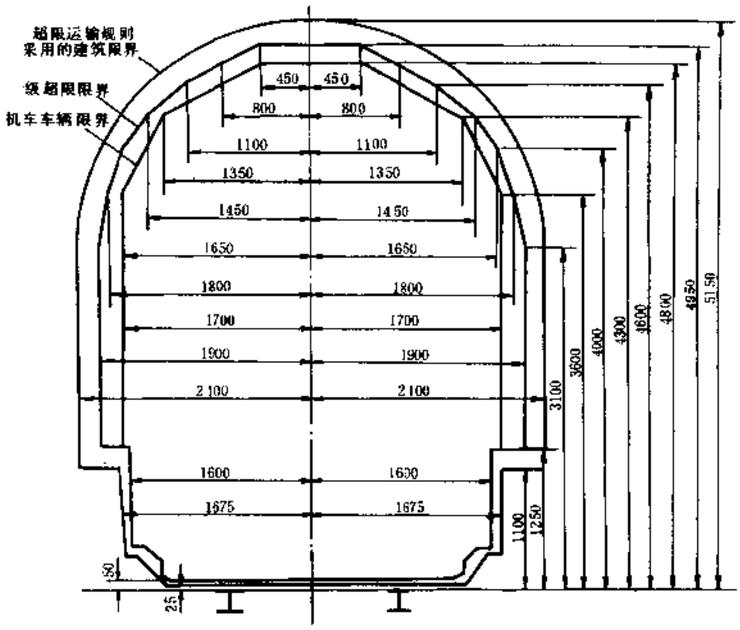
附表 4-18 长大货物车

车型	自重 (t)	载重 (t)	面积 (m^2)	车体 长×宽 (mm)	最大 宽×高 (mm)	钩舌内侧距离 (mm)	轴距 (mm)	轴数	车体材质	构造速度 (km/h)	最小曲线半径 (m)	转向架中心距 (mm)	底架心盘中心距 (mm)	地板面至轨面高 (mm)
D50	28.1	50	23.7	16000×2920	2920×2078	16908	1700	4	木地板	100	145	12700		1113 中部 544
D5	31	60	34.8	16800×2890	2890×2030	17700	2500	6	全钢			13000		1294 中部 736
D5	22	60		17000×3000	3000×1810	18022	1750	4	全钢	100	145	13500		1090 中部 630
D6	60	110		21850×2400	2840×3500	22782	1800	8	全钢			3250	15000	860
D7	102	150			30730×2400	2600×3600	31730	1500	12	全钢		4700	20700	1125
D8	149	180		37800×2400	2560×3400	38700	1800	16	全钢			6350 3250	24600	1200
D9	180	230		39450×3100	3100×3650	45280	1500	20	全钢			7650	27760	1850
D10	45.7 47	90			20000×3000	3000×3000	20932	1300	6	全钢		15500		1400 中部 835
D10	29	90		19400×2690	3000×1800	20308	1300	6	全钢	80	145	14800		1259 中部 777
D10	37	90		19400×2610	3120×2196	20308	1200	6	全钢	80	150	14800		1350 中部 777
D16	59	110			3150×3400	21150	1800	8	全钢			3250	13000	1640
D17	97	150			3150×3600	28330	1500	12	全钢			4700	17000	1900
D17	50	150			3300×2142	25942	1200 1300	10	全钢	70	145	17500	17500	2142
D18	146	180			3150×3500	35100	1800	16	全钢			6350 3250	20600	2230
D19	180	230			3100×3400	39650	1500	20	全钢			7550	21760	2835
D20	138	280			3000×3658	32128	1400	20	全钢		180	7200	15640	
D21	28.3	60			3190×3756	20400	1295	6	木地板			15500	15500	
D22	41.4	120	75	25000×3000	3198×2043	25942 25908	1750	8	木地板	85	180	2960	17800	1460
D23	104	235	70.5	28000×2520	3128×2443	37846	1350	16	全钢	60	180	5700	25000	1728
D27	43.2	150	75	25000×3000	3198×2043	25942	1750	8	木地板		180	2962	17800	1460
D30	120	370				双联 40360 单节 20180	1400	20	全钢		180	10892	双联 20180	
D35	290 295	350 370												

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

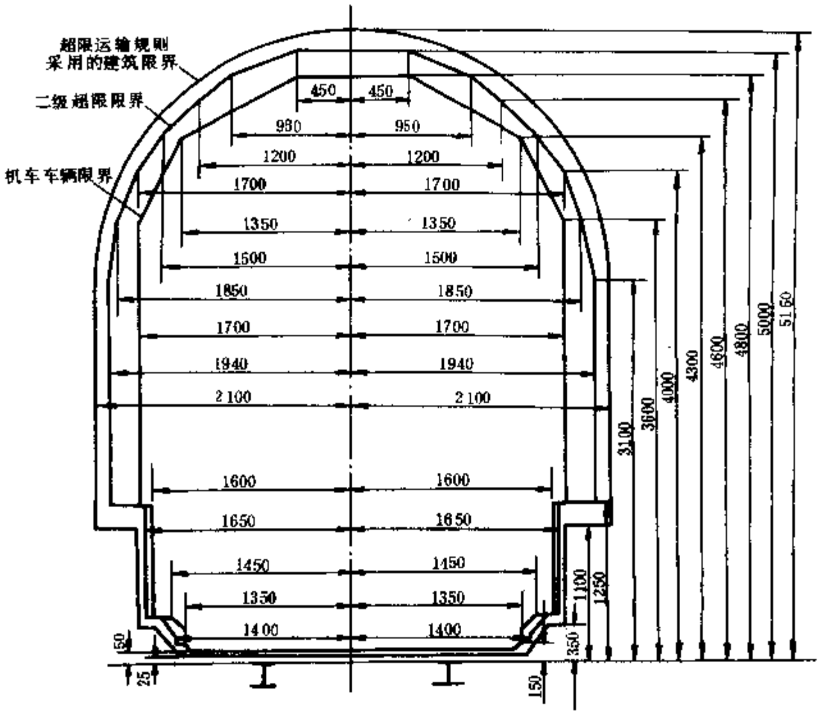


附图 4-4 机车车辆限界

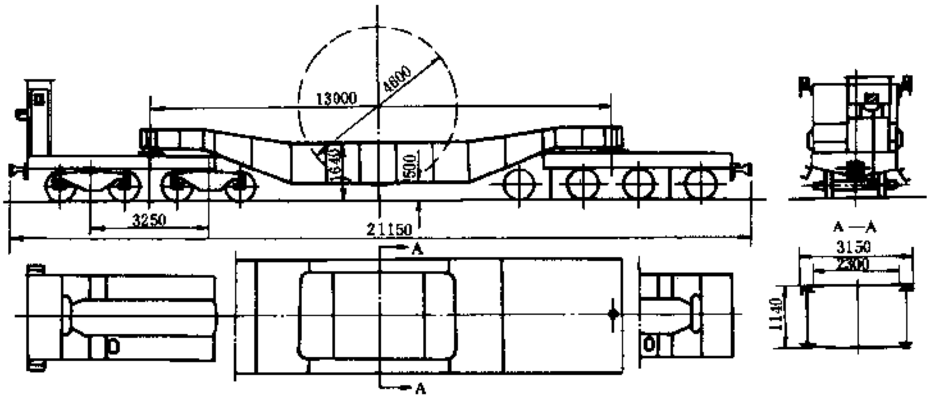


附图 4-5 一级超限限界

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 4-6 二级超限限界

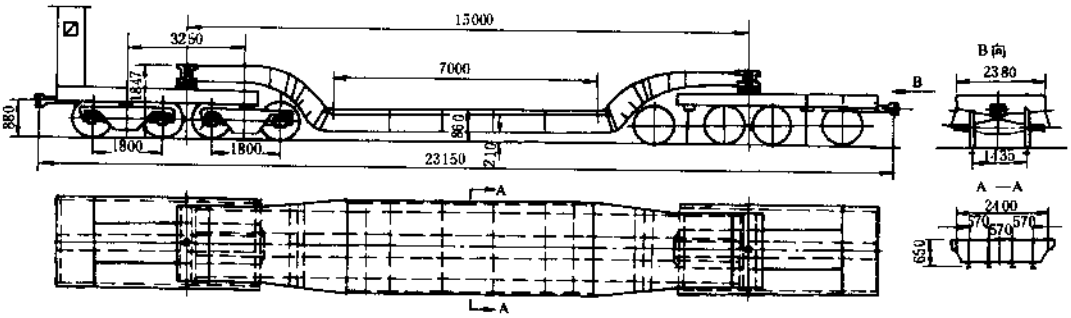


附图 4-7 D16 型落下孔车

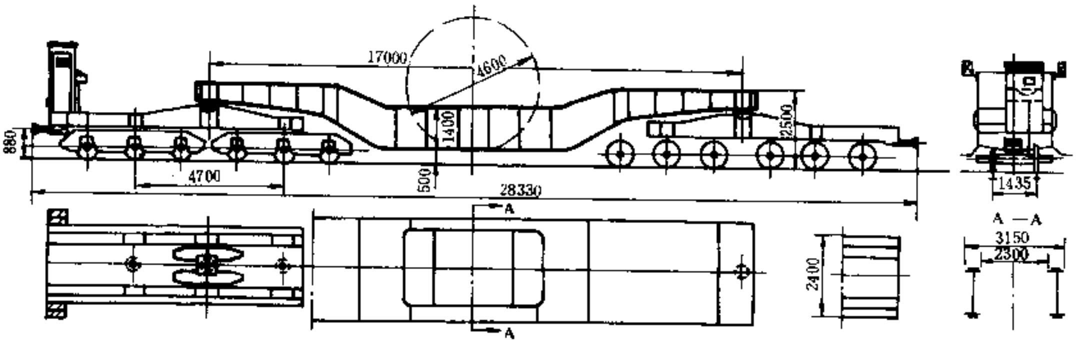
附表 4-19　　D35 型钳夹式车主要数据

项　目	单位	数　据	项　目	单位	数　据
载重量	t	450（包括自备承货设备 100t）	空车短连挂时长度	m	50.168
自　重	t	290	轴　数	--	32
轴　重	t	25	轴　距	m	1.4
每延米轨道压力	t/m	11.9（悬挂长度 13m）	重车最高速度	km/h	30（国家Ⅱ级）
空车时轨道压力	t/m	5.8	空车最高速度	km/h	80
车辆长度	m	62.218（悬挂长度 13m）	空车通过最小曲线半径	m	150

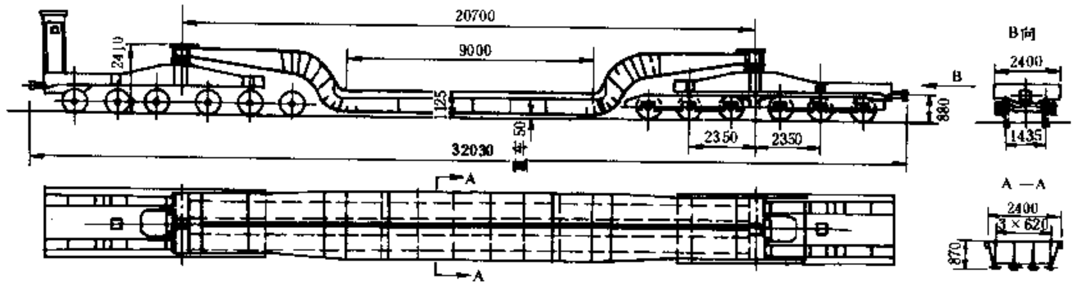
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



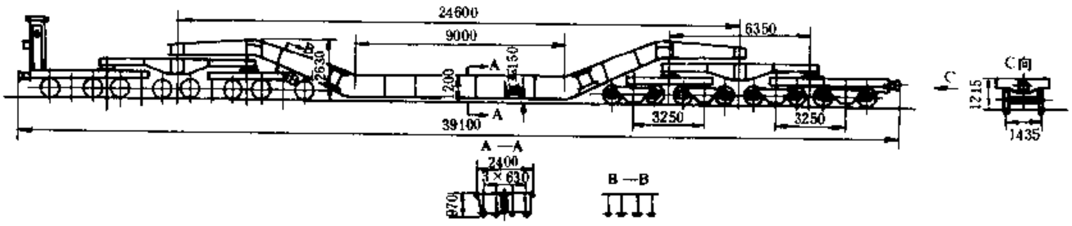
附图 4-8　D6 型凹型车



附图 4-9　D17 型落下孔车



附图 4-10　D7 型凹型车

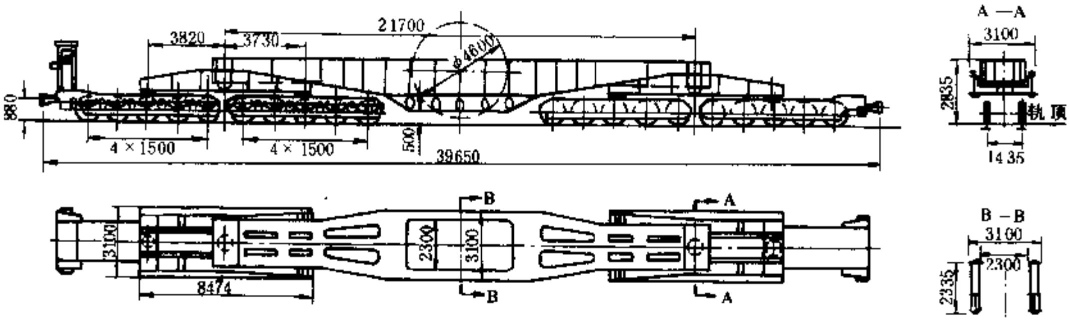


附图 4-11　D8 型凹型车

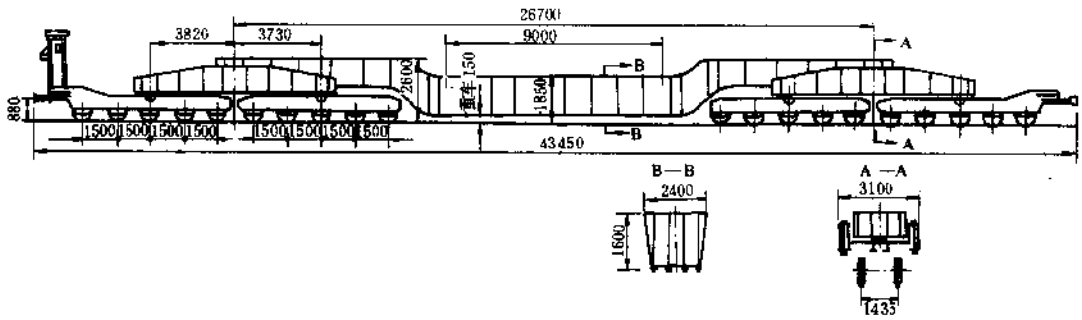
（五）铁路运输费用的计算

铁路的运输费，可用按运输成本或按运价率两种方法计算。按运输成本计算运输费，还

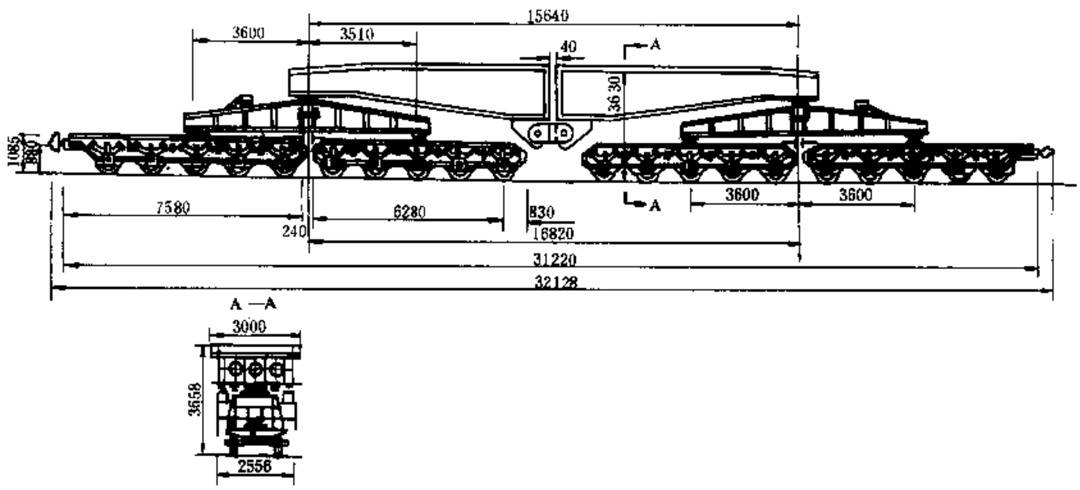
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



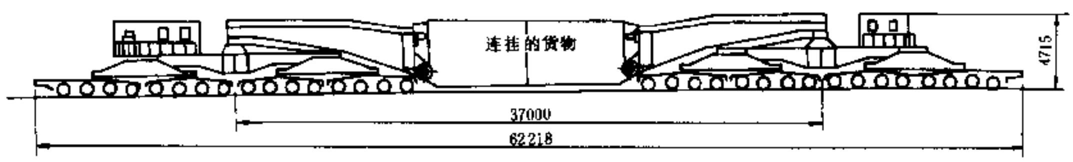
附图 4-12 D19 型落下孔车



附图 4-13 D9 型凹型车



附图 4-14 D20 型两节平车



附图 4-15 D35 型钳夹式车

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

要计算铁路、机车和车辆投资的折旧维护费及投资偿还费用。按运价率计算，则不必计算上述两项费用。

1. 按运输成本计算

$$u_{m1} = Q_m L b_0 \times 10^{-4} \tag{附 4-20}$$

式中 u_{m1}——铁路运输费（万元/年）；

b_0——铁路的实际货运成本，一般由铁路局供给［元/（t·km）］。

L、Q_m 意义同式（附 4-18）。

2. 按运价率计算

$$u_{m2} = Q_m b' \times 10^{-4} \tag{附 4-21}$$

式中 u_{m2}——铁路运输费（万元/年）；

b'——铁路运价率，按铁路局规定计列（元/t）。

3. 铁路、机车和车辆的维护费

$$u_{m3} = (Z_t \varphi_1 + N_j Z'_j \varphi_2 + N_c Z'_c \varphi_3) K_t \tag{附 4-22}$$

式中 u_{m3}——铁路、机车和车辆的维护费（万元/年）；

Z_t——铁路投资（万元）；

φ_1——铁路运输其他货物分摊系数（%）；

Z'_j——每台机车价格（万元/台）；

φ_2——反方向运输其他货物分摊系数（%）；

Z'_c——每辆车价格（万元/辆）；

φ_3——反方向运输其他货物分摊系数（%）；

K_t——铁路、机车和车辆的大修、小修维护率（%）。

N_j、N_c 意义同前。

4. 投资偿还费用

$$u_{ms} = (Z_t \varphi_1 + N_j Z'_j \varphi_2 + N_c Z'_c \varphi_3) \times 0.11017 \tag{附 4-23}$$

式中 u_{ms}——投资偿还费用（万元/年）。

其他符号与式（附 4-22）相同。

二、水路运输

水路运输是一种重要的运输方式，它的优点是运量大、投资少、运行费用低。在我国的南方河流发达的地区，应充分利用水路运输。当有条件采用水路运输时，在发电厂厂址选择阶段，应弄清楚燃料产地到电厂厂址间的河道宽度、水流速度、河道的通航季节、通航吨位、输运煤码头的能力、水运价格等自然特性，以便进行水运装卸工艺设计。

（一）年运营天数的确定

装卸码头受天气、调度等影响的年有效运营天数为

$$t_y = (365 - t_1) K_1 K_2 \tag{附 4-24}$$

式中 t_y——年有效运营天数（天）；

t_1——大于或等于 6 级风的天数（天）；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

K_1——调度不利综合因素，$K_1=0.9$；

K_2——天气未预见综合因素，$K_2=0.95$。

（二）泊位通过能力的计算

$$P_x = \frac{t_y}{\frac{t_x}{24-\Sigma t}+\frac{t_f}{24}} \times \frac{G}{K_b} \qquad (附 4\text{-}25)$$

式中 t_y——年有效运营天数（天）；

G——每艘船的载煤量，由船型决定（kt）；

K_b——货物的不平衡系数，附表 4-20 为煤的不平衡系数；

t_x——卸船纯作业时间，$t_x=\frac{G}{卸船机能力\times台数\times卸船平均效率}$ (h)；

Σt——昼夜非生产作业时间，包括气象影响、工间休息、工人吃饭及机械维修保养等时间，一般取 $\Sigma t=6h$；

t_f——船泊辅助作业及技术作业时间，船泊靠离码头、开工准备、结束及驳船调档以及装卸作业中的调车等时间，一般取 $t_f=7h$；

P_x——泊位通过能力（kt/年）。

附表 4-20 煤的不平衡系数

年吞吐量（kt/年）	<2000	2000～5000	5000～10000	10000～20000	>20000
K_b	1.6～1.45	1.5～1.4	1.45～1.35	1.35～1.20	1.20～1.15

（三）码头泊位数的计算

$$h=\frac{Q}{P_x} \qquad (附 4\text{-}26)$$

式中 h——码头泊位数；

Q——设计任务书规定的码头最大货物吞吐量（kt/年）。

（四）一般设计船泊装卸时间的计算

$$t=\frac{t_z+t_i}{24\Sigma t} \qquad (附 4\text{-}27)$$

式中 t——一艘设计船泊的装卸时间［昼夜/（艘·次）］；

t_z——一艘设计船泊的纯装卸作业时间（h）；

t_i——一艘设计船泊在装卸过程中的辅助与技术作业时间（h）。

（五）拖轮的选择

1. 拖轮的特点

(1) 拖轮多为单甲板船。海洋拖轮设有楼，内河拖轮一般设有升高甲板。拖轮本身不载客货，尺度较小，功率较大，主要用于拖带船舶或木排。

(2) 拖轮的稳定性要求高，因为它要满足风压和拖索急牵的联合作用。

(3) 拖轮在编队作业时，常常进行倒车、转向及调头作业，故要求有良好的操纵性。港口作业及绑拖的拖轮要顶推驳队行驶、对操纵性要求更高。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（4）拖轮有两种航速，即拖带航速和自由航速。通常为提高拖曳效率按拖带航速设计车叶，对于急流航区的拖轮考虑到需要逆流上滩，亦有以自由航速或滩上流速来设计车叶的。

（5）拖轮车叶发出的推力应等于拖轮阻力和拖力之和，在一般内河航道中拖轮阻力约占推力的10%～15%。

（6）对于吃水受水深限制较少的海洋和港口作业的拖轮往往设计较大的尾纵倾，来适应较大直径的车叶，以达到提高推进效率和增大推力。尾纵倾有利于拖轮的操纵。而内河浅水拖轮由于吃水的限制，一般不设计成尾纵倾。

我国常用拖轮的性能列于附表4-21。

附表4-21　　常用拖轮性能表

项目		单位	2941kW拖轮	1912kW拖轮	956kW拖轮	662kW拖轮	397kW拖轮	294kW拖轮	199kW拖轮	88kW拖轮	74kW拖轮	66kW拖轮	44kW拖轮
航运区段			长江中游	长江中上游	长江上游	区间港口作业							
性能结构	两柱间长	m	49.5	46.2	39.0	27.0	31.5	24.5	21.0	14.0	20.0	16.5	12.55
	型宽	m	10.0	10.0	9.6	8.0	7.6	6.8	5.8	4.0	5.0	3.3	3.2
	型深	m	3.7	3.7	4.4	3.8	2.6	3.2	2.8	1.65	1.3	1.36	1.3
	吃水	m	3.0	3.0	3.5	2.8	1.8	2.3	2.1	1.2		0.87	0.7
主机型号		—	8E350Z	8NVD 48A 8350 ZC1/2	8NVD 48A	6350 ZC1/2	6200Z	6300C	6200Z	6160		—	—
功率		kW	1492×2	492×2 537×2	985	806	202×2	298	201	90			
航速		kn	26.5	25.0	-	—	—	—	9.5	8.7			

注　1.66kW、44kW拖轮的“两柱间长”指该船的“船体全长”。

2.1节（kn）=1852m/h。

2．拖轮数量计算

拖轮功率大小可根据驳船或驳船队的总载重量，按一艘拖轮可牵引5t计算确定

$$n=\frac{QK_bD}{qK_1K_2vt} \tag{附 4-28}$$

式中　n——拖轮数量；

Q——全年货物运输量（t）；

K_b——货物运输不平衡系数；

D——平均往返运输距离（km）；

q——驳船或驳船队的总载重量（t）；

K_1——驳船满载系数，一般为0.7～0.9；

K_2——拖轮利用系数，一般为0.8；

v——拖轮航行速度，一般为8～10km/h；

t——拖轮每年工作小时数，应考虑不能通航和不良气候条件等因素在内（h）。

（六）驳船的选择

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1. 驳船的分类

驳船是一种不能自航的船舶，由于运载货物的不同，可分为煤驳、灰驳、矿砂驳、油驳以及载运旅客的客驳等。

驳船按甲板敞开程度可分为舱口驳、甲板驳及半甲板驳等 3 种。

内河驳船的船型有杓型、雪橇型、楔型、折角线型、混合型、分节驳型等。

我国常用驳船性能见附表 4-22。

附表 4-22　　驳船性能表

项目		单位	60 (t)	100 (t)	150 (t)	200 (t)	300 (t)	400 (t)	500 (t)	700 (t)	2000 (t)
船体尺寸	船长 L	m	22.55	23.36	25.0	36.0	37.5	33.0	47.55	56.2	61.4
	船宽 b	m	4.5	5.18	5.3	6.7	8.0	9.0	8.5	10.0	15.0
	型深	m	1.2	2.2	2.3	2.6	2.2	2.5	3.5	2.8	3.7
吃水深 h		m	1.2	1.9	1.8	1.8	1.7	1.5	2.3	2.1	2.53
船质			水泥	钢	钢	钢	钢	钢	-	-	—
参考价格 (1981 年)		万元	2.4	6.2	6.47	11	20	—	21.8	21	
制造厂			中华	—	中华	张华浜	中华	中华	江南		

2. 驳船的特点

(1) 船型丰满。方形系数 δ 大者可达到 0.9 以上，一般在 0.75～0.89。

(2) 营运速度低。一般驳船在拖轮拖带下，其航速为 5～15km/h。但在浅水急流和川江航道，驳船与水流的相对速度较高，有的达到 18km/h 以上。

(3) 装载量大。载重可达到排水量的 80%～90%。

(4) 船型简单。制造时要求技术条件比较低，可以短期内大量建造。

(5) 拖驳运输船队的运载量，可以因航道而异。在不同航道和气候条件下，可分别采取不同的拖带方式和队形。

3. 驳船数量计算

$$m = \frac{QK_b}{NC} \qquad \text{(附 4-29)}$$

其中

$$C = \frac{qK_1 t}{\frac{D}{v} + \Sigma t_f}$$

式中 m——驳船数量；

N——驳船全年工作天数，应考虑不能通航和不良气候条件等因素在内；

C——驳船昼夜生产率 (t/昼夜)；

t——驳船昼夜工作时间 (h)；

Σt_f——装卸货物及靠离码头时间总和 (h)。

其余符号同前。

(七) 拖轮功率的选择

拖轮功率依据驳船队的大小而定。拖轮的拖钩牵引力需克服驳船在航行中所受到的全

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

部阻力，才能拖动驳船前进，即 F_r（拖钩牵引力）$\geqslant R$（驳船的总阻力）。

如拖轮拖带单个驳船时，总阻力 R 用下式确定

$$R = R_a + R_b = fAv^{1.83} + \delta\Psi\Phi v^{1.7} + 0.15v \qquad \text{(附 4-30)}$$

式中 R_a——摩擦阻力，即船舶在水中行驶时船壳浸水发生摩擦的阻力；

R_b——剩余阻力，指船舶在水中行驶时，除摩擦阻力外所受的其他阻力，计有涡流阻力、兴波阻力、空气阻力及水下附件阻力等；

f——摩擦系数，金属船 $f=0.17$，木质船 $f=0.23\sim0.25$；

A——船壳的浸水面积(m²)，楔形船 $A = L(2h + ab)$，构形船 $A = L(1.7h + \delta b)$；

L——船长(m)；

h——吃水深(m)；

a——吃水线面积系数(见附表 4-23)，

v——船舶在静水中行驶速率（m/s）；

δ——方形系数，即船体实形与其外形尺寸长方形体积之比（见附表 4-23）；

Ψ——剩余阻力系数，一般构形 $\Psi=7\sim8$，楔形 $\Psi=10.5$；

Φ——船体中央横断浸水面积，$\Phi=\beta bh$（m²），β 为船体中央横断面系数（见附表 4-23）。

附表 4-23　　拖轮、驳船 δ、a 及 β 系数值

船　型	方形系数 δ	吃水线面积系数 a	船体中央横断面系数 β
内河明轮蒸汽机拖轮	0.73～0.80	0.86～0.88	0.95～0.98
内河螺旋桨蒸汽机拖轮	0.48～0.65	0.72～0.76	0.90～0.95
港内螺旋桨蒸汽机拖轮	0.46～0.55	0.68～0.74	0.75～0.85
干货驳船（钢板）	0.75～0.85	0.85～0.95	0.99～0.999
油　驳（钢体）	0.75～0.89	0.87～0.95	0.995～0.999
木　驳	0.82～0.86	0.86～0.92	
平底驳（直角的）	1.00	1.00	1.00

如拖轮带数艘驳船时，则驳船的总阻力 R_3 为

$$R_3 = K\Sigma R \quad \text{(N)} \qquad \text{(附 4-31)}$$

式中 K——驳船队的总阻力与各个驳船阻力和之比，称为编队系数，若多艘船按单排一列式编队时，K 值为 0.7～0.8，按并列拖带编队时，则 K 值随不同组合变化（见附表 4-24）；

ΣR——各个驳船所受阻力之和。

求出驳船之总阻力 R 后，可按 $F_r=R$ 之关系式，确定拖轮之拖钩牵引力 F_r，再求拖轮所需功率 P_i，即

$$P_i = \frac{F_r v}{102J_0} \quad \text{(kW)} \qquad \text{(附 4-32)}$$

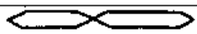
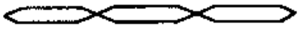
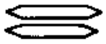
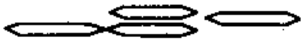
式中 J_0——牵引系数，表示拖轮拖带驳船时的主机功率损失，工作性能较好的拖轮，在 $v=8\sim10$km/h 时，$J_0=0.31\sim0.36$，对明轮拖轮 $J_0=0.41\sim0.43$。

一定动力的拖轮，其拖钩牵引力与速率大小有很大关系，速率愈大，拖钩牵引力就愈

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

小。对专业性拖轮，均属短航拖带驳船的拖轮，其指示动力一般都在 200kW 以下。

附表 4-24　　编队系数 *K*

驳队型式	楔形	构形
	0.8	0.812
	0.7	0.756
	0.6	0.75
	1.127	0.854
	0.786	0.745
	0.837	0.8
	0.7	0.77
	0.6	0.761

（八）水路运输费用的计算

水路运输费的计算，可参照铁路运输费用计算式（附 4-20）～（附 4-23）进行计算。而水路运价率则按航运公司的规定计列。

三、公路运输

电厂厂外公路运输是建厂不可缺少的条件之一，对采用汽车运煤的电厂来说尤为重要。

随着汽车工业的迅速发展，目前我国已能生产载重 100t、150t 的重型自卸汽车。平板拖车的吨位更大。这就为在某些特定条件下，采用汽车运输建厂材料、设备，甚至运输部分燃料，提供了可能性。

（一）公路等级及其技术指标

根据我国"公路工程技术标准"的规定，大、中型电厂的厂外公路可按三级标准考虑，小型电厂的厂外公路可按四级标准考虑。其主要的技术指标见附表 4-25。

附表 4-25　　厂外公路主要技术指标

公路等级	三级		四级	
地形	平原微丘	山岭重丘	平原微丘	山岭重丘
计算行车速度（km/h）	60	30	40	20
路面宽度（m）	7	6	3.5	3.5
路基宽度（m）	8.5	7.5	4.5～6.5	
最小曲线半径（m）	125	30	60	15
最大纵向坡度（%）	6	8	6	9
会车视距（m）	150	60	80	40

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（二）荷载标准

按我国现行规定，设计公路桥涵或其他受车辆影响的构筑物所用的车辆荷载，分为计算荷载和验算荷载 2 种。计算荷载以汽车车队表示，验算荷载以履带车、平板车表示。

计算荷载的汽车车队分为汽车—10 级、汽车—15 级、汽车—20 级、汽车—超 20 级 4 个等级。

验算荷载分为 50、80、100、120t 履带车（简称履带—50 等）、及 80、100、120t 平板挂车（简称挂车—80、挂车—100 和挂车—120）。

（三）汽车车辆计算

$$N=\frac{Q_m Kf}{SP}\times\frac{C}{t_1}\times\left(\frac{2L}{v}+\frac{t_2+t_3+t_4}{60}\right) \quad \text{（附 4-33）}$$

式中 N——每班每昼夜需用汽车台数（辆）；

Q_m——年用煤量（t）；

K——运输不均衡系数，$K=1.1\sim1.2$；

f——车辆检修备用系数，$f=1.1\sim1.2$；

C——日工作班数；

S——装料场年工作天数（天）；

P——汽车载重量（t）；

t_1——每班纯工作小时数（h），三班作业时 取 $t_1=5.5\sim6$h，二班作业时 取 $t_1=6\sim6.5$h；

L——平均运输距离（km）；

v——平均运行速度（km/h）；

t_2——卸车时间（min），自卸汽车除 TATRA-111 型取 1.5min 外，其余均取 1min，人工卸车每辆车配 4 名工人，平均卸车定额为 0.1t/（人·min）；

t_3——调车等待时间，见附表 4-26；

t_4——装车时间（min），人工装车每辆车配 12 名工人，平均装车定额为 0.025t/（人·min），对于机械装车，$t_4=\frac{480\times0.65P}{rQ_\omega}$（min），其中，480×0.65 为装车机每班有效作业时间（min），r 为物料容重（t/m³），Q_ω 为装车机每班平均生产能力（m³）。

附表 4-26　　调车等待时间

工序名称	单位	自卸汽车					解放载重汽车
		CA-40	MAЭ-205	ЯАЭ-210-E	TATRA-111	MAЭ-525	
装卸点调车和等车时间	min	3	3	4	4	5	3
路途耽误时间	min	1	1	1	1	1	1
上述时间总和	min	4	4	5	5	6	4

（四）公路运输费用的计算

公路运输费用的计算，可参照铁路运输费用按运输成本或按运价率两种方法计算。按运价率计算时，其公路运价率按有关运输公司的规定计列。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第六节 发电厂电气主接线

一、拟订电气主接线的原则

(1) 容量为60MW及以下高压供热式机组的发电机的电压，应按下列要求选择：有发电机电压直配负荷时，应根据地区网络的需要，采用6.3kV或10.5kV；发电机与变压器为单元连接且有厂用分支引出时，采用6.3kV。

(2) 当接入电力系统的发电厂的单机容量小，与电力系统的容量不相配合时，若技术经济比较合理，可将两台发电机与1台变压器作扩大单元连接，也可将两组发电机双绕组变压器组共用1台高压断路器作扩大单元连接。

(3) 发电机电压母线可采用单母线分段、双母线或双母线分段的接线方式。为了限制短路电流，可在母线分段回路中或直配线上装设电抗器。

(4)容量为125MW及以下的发电机与双绕组变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间不应装设断路器；发电机与三绕组变压器或自耦变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间宜装设断路器和隔离开关，厂用分支线应接在变压器与该断路器之间。容量为200MW及以上的发电机与双绕组变压器为单元连接时，在发电机与变压器之间不应装设断路器，也不宜装设隔离开关，但应有可拆连接点。当两台发电机与1台变压器或两组发电机与双绕组变压器组作扩大单元连接时，在发电机与变压器之间应装设断路器和隔离开关。

(5) 对于35～220kV配电装置的接线方式，应按发电厂在电力系统中的地位、负荷情况、出线回路数、设备特点、周围环境以及发电厂的设计规划容量等条件确定。当配电装置在电力系统中居重要地位、负荷大、潮流变化大且出线回路较多时，宜采用双母线或双母线分段的接线。有条件时，220kV配电装置也可采用“一个半断路器”接线。采用单母线或双母线的110～220kV配电装置，当断路器为少油型或压缩空气型时，除断路器有条件停电检修外，应设置旁路设施。当220kV出线在4回及以上，110kV出线在6回及以上时，宜采用带专用旁路断路器的旁路母线。

当35～60kV配电装置采用单母线分段接线且断路器无条件停电检修时，可设置不带专用旁路断路器的旁路母线；当采用双母线接线时，不宜设置旁路母线，有条件时可设置旁路隔离开关。

(6) 对330～500kV配电装置的接线方式，必须满足系统稳定性、可靠性的要求，同时也应考虑运行的灵活性和建设的经济性。当进出线回路数为6回及以上，配电装置在系统中居有重要地位且有条件时，宜采用“一个半断路器”接线。当进出线回路数少于6回时，如能满足系统稳定性、可靠性的要求，也可采用双母线分段带旁路母线的接线。在“一个半断路器”的接线中，电源线宜与负荷线配对成串，同名回路配置在不同串内。初期仅2串时，同名回路还宜分别接入不同侧的母线，出线可不装设隔离开关。在双母线分段接线中，电源线与负荷线宜均匀配置在各段母线上。

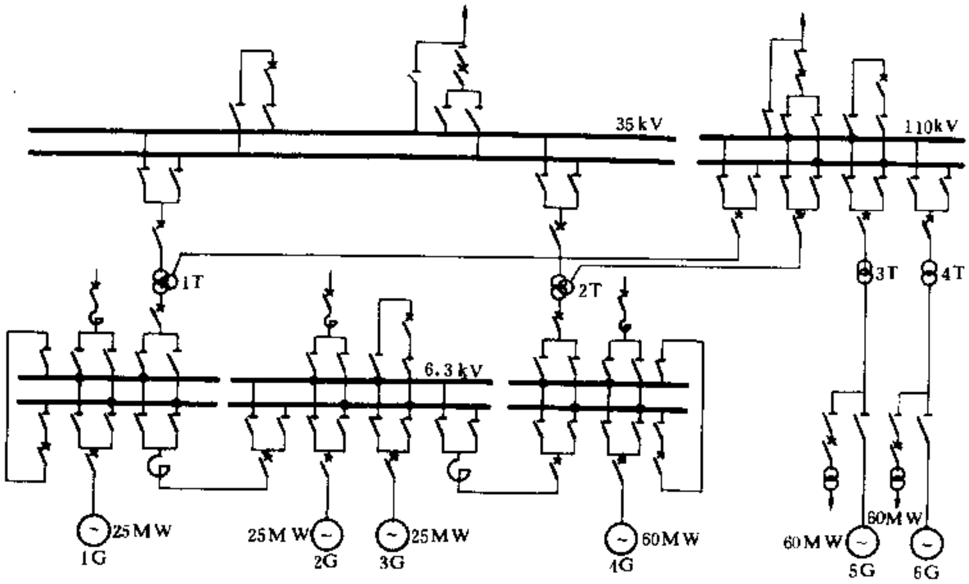
(7) 对大型发电厂，为改善运行条件，简化电气接线，或因受自然条件限制，只要技

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

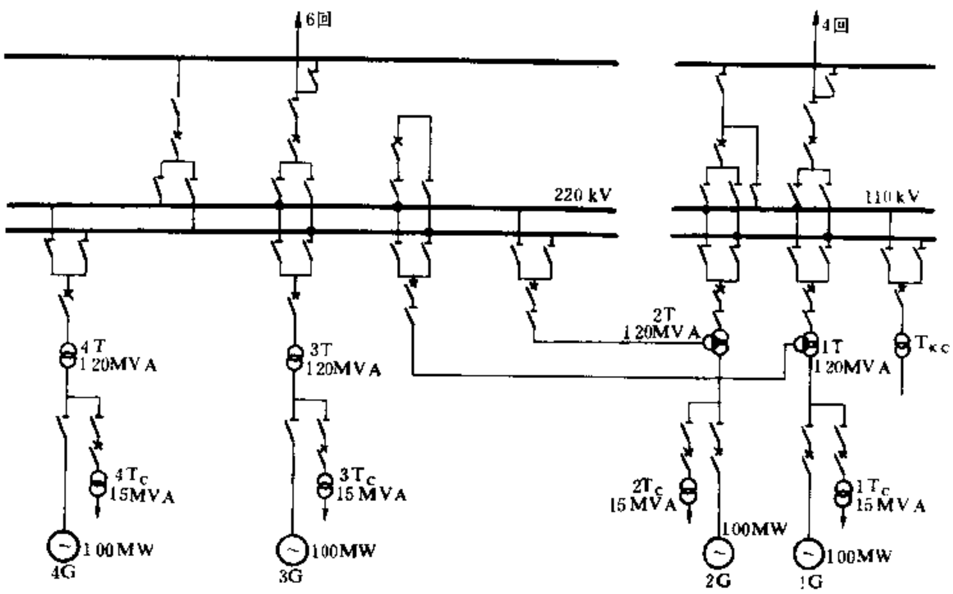
术经济合理，也可考虑采用发电机变压器线路组的接线方式。

二、常见的电气主接线图

附图4-16～附图4-19，示出几种常见的电气主接线图。图中，G为发电机，T为主变压器，T_c为厂用变压器，T_{kc}为高压厂用备用变压器。

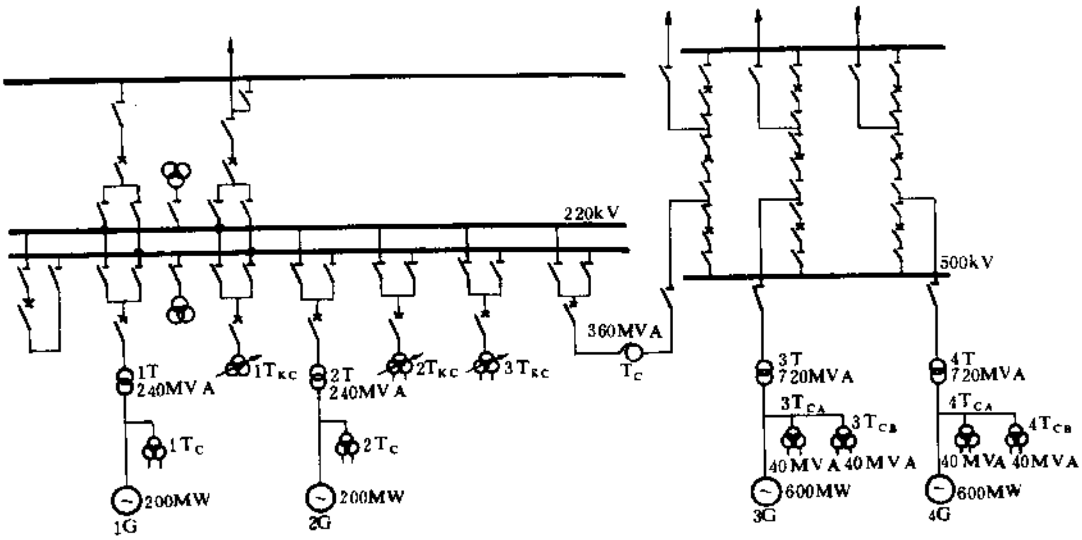


附图4-16 3×25+3×60MW机组发电厂主接线

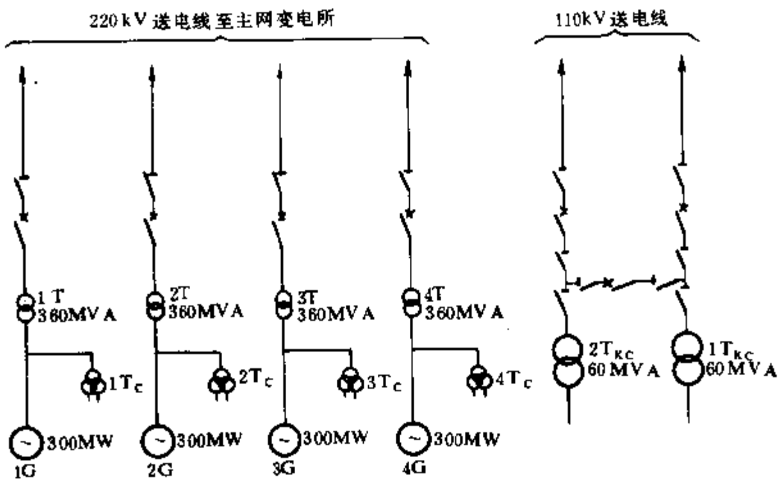


附图4-17 4×100MW机组发电厂主接线

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 4-18 2×200+2×600MW 机组发电厂主接线



附图 4-19 4×300MW 机组发电厂主接线

三、配电装置各项安全净距

(1) 屋内配电装置的各项安全净距（详见附图 4-20 及附图 4-21）不应小于附表 4-27 所列数值。

(2) 屋外配电装置的各项安全净距（详见附图 4-22～附图 4-24）不应小于附表 4-28 所列数值。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-27　　　　　　**屋内配电装置的最小安全净距（mm）**

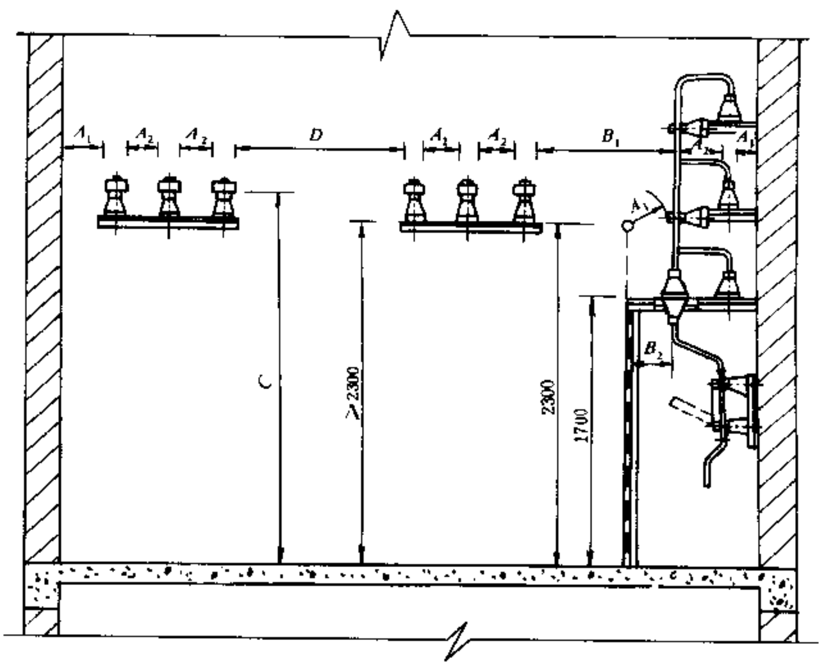
名称 ＼ 额定电压（kV）	1～3	6	10	15	20	35	60	110J	110	220J
带电部分至接地部分 A_1	75	100	125	150	180	300	550	850	950	1800
不同相的带电部分之间 A_2	75	100	125	150	180	300	550	900	1000	2000
带电部分至栅栏 B_1	825	850	875	900	930	1050	1300	1600	1700	2550
带电部分至网状遮栏 B_2	175	200	225	250	280	400	650	950	1050	1900
无遮栏裸导体至地（楼）面 C	2375	2400	2425	2450	2480	2600	2850	3150	3250	4100
不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的水平净距 D	1875	1900	1925	1950	1980	2100	2350	2650	2750	3600
出线套管至屋外通道的路面 E	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4500	5000	5000	5500

注　110J、220J 系指中性点直接接地电网。

附表 4-28　　　　　　**屋外配电装置的最小安全净距（mm）**

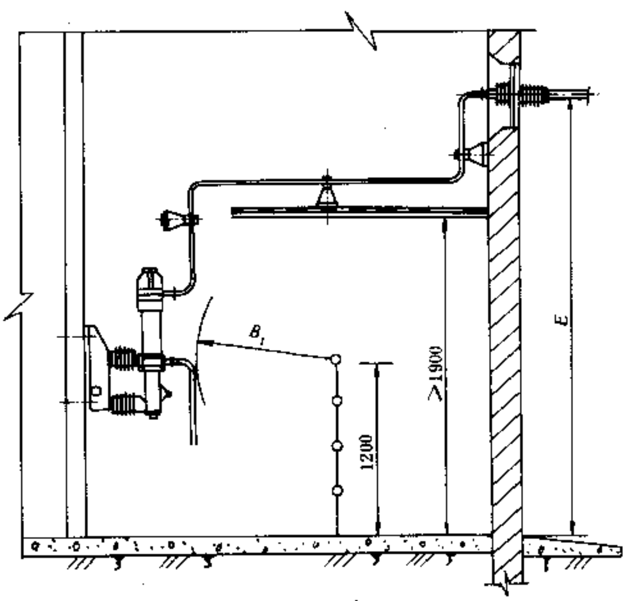
名称 ＼ 额定电压（kV）	1～10	15～20	35	60	110J	110	220J	330J	500J
带电部分至接地部分 A_1	200	300	400	650	900	1000	1800	2500	3800
不同相的带电部分之间 A_2	200	300	400	650	1000	1100	2000	2800	4300
带电部分至栅栏 B_1	950	1050	1150	1400	1650	1750	2550	3250	1550
带电部分至网状遮栏 B_2	300	400	500	750	1000	1100	1900	2600	3900
无遮栏裸导体至地面 C	2700	2800	2900	3100	3400	3500	4300	5000	7500
不同时停电检修的无遮栏裸导体之间的水平净距 D	2200	2300	2400	2600	2900	3000	3800	4500	5800

注　110J、220J、330J、500J 系指中性点直接接地电网。

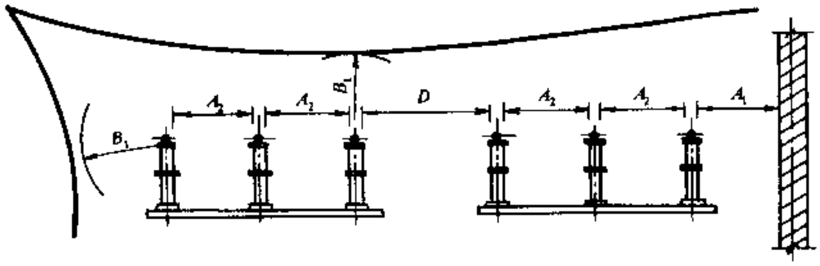


附图 4-20　屋内 A、A_2、B_1、B_2、C、D 值校验图

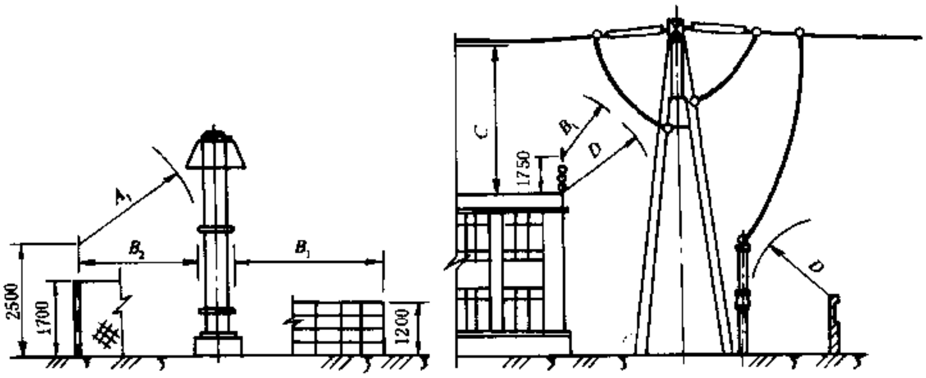
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 4-21 屋内 B_1、E 值校验图

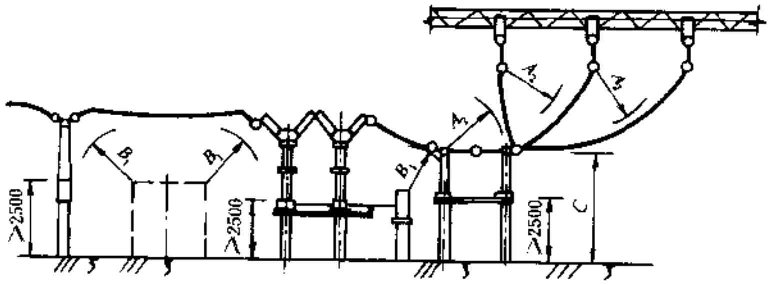


附图 4-22 屋外 A_1、A_2、B_1、D 值校验图



附图 4-23 屋外 A_1、B_1、B_2、C、D 值校验图

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 4-24 屋外 A_1、A_2、B_1、C 值校验图

第七节 环境保护及综合利用

一、我国环境质量标准

电厂的"废气"、"废水"排放应符合（GBJ4—73）《工业"三废"排放试行标准》的规定。

1. "废气"的排放标准

电厂"废气"排放标准见附表 4-29，排出口处的排放量（或浓度）不得超过此标准。

附表 4-29　　电厂"废气"排放标准

有害物质名称	排放标准			有害物质名称	排放标准		
	排气筒高度 (m)	排放量 (kg/h)	排放浓度 (mg/m^3)		排气筒高度 (m)	排放量 (kg/h)	排放浓度 (mg/m^3)
二氧化硫	30 45 60 80 100 120 150	82 170 310 650 1200 1700 2400		烟　尘	30 45 60 80 100 120 150	82 170 310 650 1200 1700 2400	

注 1. 有害物质排出口处的排放量不得超过表列标准值。
2. 表中所列数据按平原地区、大气为中性状态、点源连续排放制订。间断排放者，若每天多次排放，其排放量按表中规定；若每天排放一次而又小于 1h，则 SO_2、烟尘的排放量可为表中规定量的 3 倍。

2. "废水"的排放标准

（1）根据水源的不同用途，对工业"废水"的排放，要有不同的要求。对饮用水水源和风景游览区的水质，要严禁污染；对渔业和农业用水，要保证动植物的生长条件，动植物体内有害物质残毒不得超过食用标准；对工业水源，不得影响生产用水的要求。

（2）工业"废水"中有害物质最高容许排放浓度，分为两类：第一类，能在环境或动植物体内蓄积、对人体健康产生长远影响的有害物质。含此类有害物质的"废水"，在车间或车间处理设备排出口，应符合附表 4-30 规定的标准，但不得用稀释方法代替必要的处理。第二类，其长远影响小于第一类的有害物质，在工厂排出口的水质应符合附表 4-31 的规定。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-30　　　　工业"废水"最高容许排放浓度（车间或设备排出口）

有害物质名称	最高容许排放浓度 (mg/L)	有害物质名称	最高容许排放浓度 (mg/L)
汞及其无机化合物	0.05（按 Hg 计）	砷及其无机化合物	0.5（按 As 计）
镉及其无机化合物	0.1（按 Cd 计）	铅及其无机化合物	1.0（按 Pb 计）
六价铬化合物	0.5（按 Cr^{+6}计）		

附表 4-31　　　　工业"废水"最高容许排放浓度（工厂排出口）

有害物质或项目名称		最高容许排放浓度	有害物质或项目名称		最高容许排放浓度
pH 值		6～9	有机磷	(mg/L)	0.5
悬浮物①（水力排灰，洗煤水，水力冲渣）	(mg/L)	500	石油类	(mg/L)	10
生化需氧量（5d，20℃）	(mg/L)	60	铜及其化合物	(mg/L)	1　（按 Cu 计）
化学耗氧量（重铬酸钾法）	(mg/L)	100	锌及其化合物	(mg/L)	5　（按 Zn 计）
硫化物	(mg/L)	1	氟的无机化合物	(mg/L)	10（按 F 计）
挥发性酚	(mg/L)	0.5	硝基苯类	(mg/L)	5
氰化物（以游离氰根计）	(mg/L)	0.5	苯胺类	(mg/L)	3

①　对于造纸、制革、脱脂棉，其悬浮物的最高容许排放浓度<300mg/L。

（3）为保护饮用水水源，在城镇集中式生活饮用水水源的卫生防护地带和风景游览区，不得排入工业"废水"。在城镇、工矿区或农村集中取水点上游排放工业"废水"时，必须保证下游用水点的水质符合地面水水质卫生要求。如不能满足要求时，地方环境保护部门应从严制订排放标准。不得用渗坑、渗井或漫流等方式排放有害工业"废水"，以避免污染地下水水源。输送有害工业"废水"的管道和明渠，应有防渗措施。

（4）为了保护水产资源，不得直接向水产养殖场排放有害"废水"。工业"废水"排入地面水后，在最近的渔业水体（经过鱼类的产卵场、越冬场、养鱼场、食饵场和有一定价值的捕捞场）的水质，必须符合渔业水体的要求，不得影响经济鱼类的回游通路。

（5）利用工业"废水"灌溉农田，应持积极慎重的态度。"废水"灌溉农田的水质标准由农林部另行制定。

（6）工业"废水"排入城市地下水道时，除执行《工业"三废"排放试行标准》外，尚应符合现行的《室外排水设计规范》有关规定。

3. 城市区域环境噪声标准

城市区域环境噪声标准值，参见附表 4-32。

二、电厂对环境影响的评价

为研究新建电厂对环境的影响，应尽量搜集厂址周围地区的环境现状资料及其他类似电厂的有关资料，进行适当筛选、类比分析，当资料不够时可进行必要的测试工作。在此基础上结合火电厂建设情况进行环境影响分析和预测。

（一）大气环境影响评价

一般应包括大气环境现状评价、大气边界层污染气象特征、计算模式和参数的确定、允许排放量及地面浓度计算、大气环境影响预评价、大气污染防治措施等。

（1）大气环境现状评价一般在电厂周围 10km 范围内进行。调查项目包括降尘、总悬浮微粒、二氧化硫、氮氧化物。调查时要选择有代表性的季节进行。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 4-32 城市环境噪声标准值

适用区域	等效声级 L_{eq} (dBA)		适用区域	等效声级 L_{eq} (dBA)	
	昼间	夜间		昼间	夜间
特殊住宅区	45	35	二类混合区、商业中心区	60	50
居民、文教区	50	40	工业集中区	65	55
一类混合区	55	45	交通干线道路两侧	70	55

注 1. 适用区域的划定："特殊住宅区"指特别需要安静的住宅区；"居民、文教区"指纯居民区和文教、机关区；"一类混合区"指一般商业与居民混合区；"二类混合区"指工业、商业、少量交通与居民混合区；"商业中心区"指商业集中的繁华地区；"工业集中区"指在一个城市或区域内规划明确确定的工业区；"交通干线道路两侧"是指车流量为 100 辆/h 以上的道路两侧。

2. 适用区域的地带范围，由地方人民政府划定。

3. 夜间频繁突发出现的噪声，其峰值不准超过标准值 10dBA（如风机、排气噪声）。夜间偶然出现突发的噪声，其峰值不准超过标准值 15dBA（如短促鸣笛声）。

4. 昼间、夜间的时间由当地人民政府按当地习惯和季节变化规定。

(2) 大气边界层污染气象特征的测试取决于厂址的地形、气象等条件。

(3) 一般农村平原地区可不进行大气边界层污染气象测试。但要根据有关气象台（站）资料，提出能代表厂址地区的大气边界层污染气象资料。

(4) 在下列地区建厂须进行大气边界层污染气象测试工作，必要时应做扩散试验或室内模拟实验：①丘陵山区；②在电厂周围 10km 范围内有海域的沿海地区；③在电厂周围 10km 范围内有水面面积超过 $100km^2$ 的湖泊或水库的水域地区。

(5) 大气边界层污染气象测试工作，应选择有代表性的季节，并与其它监测、试验项目同步进行。每季观测有效天数一般不少于 10 天，每天观测不少于 8 次。

(6) 火电厂大气污染物排放计算，在平原农村、丘陵和城市的电厂区应按《火力发电厂大气污染物排放标准》规定执行。但对建在山区、沿海等复杂地形处的电厂要论证选用的模式和参数的合理性。

(7) 大气污染物排放计算项目暂定为烟尘和二氧化硫。

(8) 烟尘、二氧化硫实际排放量为工程规划容量时锅炉额定出力下，按设计煤质计算时从烟囱排出的总量。

(二) 水环境影响评价

水环境影响评价应包括水体的现状评价和影响分析及预评价。

1. 水体现状评价

水体现状评价是指对地表水、地下水现状的调查、监测和评价。

调查包括火电厂取水及排水接纳的地表水名称、流量、库容、水位、流向、泥沙量、水温、水质、水体功能等。有自然（或人工）养殖水域时应了解水生生物的情况。当取用地下水时，应收集有关水文地质资料。对扩建电厂还要进行老厂的水体调查。

监测一般包括火电厂取、排水口的上、下游水质监测，必要时进行灰场附近地表水、地下水的监测。扩建电厂还要监测各排水口的水质。监测的布点及采样力求有代表性。水质分析方法应按有关的环境监测分析方法进行。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

评价是指在水体现状的调查、监测分析的基础上，根据有关的标准和评价模式对水体现状，做出结论性意见。

2. 水环境影响预评价

水环境影响预评价是指火电厂排水对环境影响的分析和预测，一般包括：

1）灰场排水对地表水的影响；

2）电厂废水、污水（包括酸碱水、生活污水、含油污水等）排放对附近地表水的影响。

评价的依据应为水体的环境质量标准和有关的排放标准。

3. 其他

考虑到厂址条件的差别，对下述项目，可根据厂址的具体情况确定：

1）灰场在饮用水源或水源保护区附近时，灰水对地下水影响的预测；

2）在重要水生生物的水域区，电厂温排水的热影响及对水生生物的影响。

（三）噪声环境影响评价

噪声环境影响评价包括噪声环境现状调查及影响预评价。现状调查是指厂址所在地的噪声水平，影响预评价是指火电厂建成后的噪声水平和对周围环境的影响。

（四）固体灰渣的评价

固体灰渣的评价包括灰渣的处理方案、防止飞灰飞扬措施和综合利用设想。

（五）其他环境的评价

一般应根据厂址所在地的具体情况，视需要和可能进行必要的其他环境评价。

三、电厂的“三废”治理

1. 电厂废水处理

(1) 生活污水处理。生活污水处理一般采用活性污泥处理。

(2) 电厂含油污水处理。主要工艺流程为隔油—浮选—吸附，活性炭吸附工艺作为二级处理。

(3) 化学酸碱废水处理。火电厂化学车间阴阳离子交换器运行一段时间后，必然要失效再生，再生时阳离子交换器要排出废酸液，而阴离子交换器再生时要排出废碱液，可以利用酸碱中和的化学过程来处理酸碱废水。

2. 电厂烟气处理

我国是一个高硫煤比较多的国家，煤中硫分大部分在0.3%～5%之间。据统计，西南地区高硫煤的数量占61.6%，煤炭硫分平均为3.23%；其次是西北地区，煤炭硫分平均为3.05%；再其次是中南地区，煤炭硫分平均为2.02%。

我国现阶段对SO_2治理的技术原则是：

(1) DL5000—94《火力发电厂设计技术规程》16.2.1规定发电厂的烟气排放应符合国家颁发的《燃煤电厂大气污染物排放标准》和环境质量要求。当地方有特殊规定时，还应符合地方的有关排放标准。

(2) 结合我国具体情况，在长江以北低硫煤多、地形开阔、土壤偏碱的广大地区，仍将以高烟囱大面积扩散为主。

(3) 当采用高烟囱排放也难以满足排放标准的要求时，应适当采取治理措施或缩小建

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

设规模，使之符合现行有关标准要求。

(4) 我国是一个高硫煤较多的国家，但又是一个硫资源较少的国家。火力发电厂是我国燃煤的大户，现行分配原则是劣质煤优先分给火电厂使用。目前只有个别电厂装设脱硫的试验装置，绝大多数电厂还没有脱硫装置。各有关部门应抓紧烟气脱硫的试验研究工作，力争尽快有所突破。

3. 电厂灰渣的综合利用

电厂每年排出灰渣量相当于燃煤量的20%～40%左右，尤其是当燃用劣质煤、石煤、煤矸石、油母页岩时，排出的灰渣量更多。目前国内利用电厂灰渣有以下几个方面：

(1) 用来生产水泥及水泥的掺和料。

(2) 作为生产钙镁磷肥的原料，或利用灰渣中较高的碱性去中和酸性土壤。

(3) 从灰渣中提取铁、氯化铝、锗等金属。

(4) 利用灰渣修筑公路和飞机跑道、充填矿坑防塌陷。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第五章 变电所的所址选择和送电线路的路径选择

编者 孔庆东　　审者 俞 震

第一节 变电所的所址选择

变电所所址选择工作可分为规划选所和工程选所两个阶段。

规划选所一般在编制电网发展规划时进行，工作中对规划电网内可能布置变电所的点进行预先选择，以便在编制电网发展规划的过程中有充分的技术资料进行综合经济比较，从中规划出新建变电所的地点或范围。但由于是规划性的工作，故随着电网负荷的变化会相应发生变化。

工程选所根据电力系统规划设计中所确定的地点或范围进行，工程选所工作都是一次完成（个别特殊情况也会反复几次）的。

一、变电所的类型

变电所可分为系统枢纽变电所、地区重要变电所和一般变电所 3 大类。

1. 系统枢纽变电所

系统枢纽变电所汇集多个大电源和大容量联络线，在系统中处于枢纽地位，其高压侧系统间功率交换容量比较大，并向中压侧输送大量电能。全所停电后，将使系统稳定破坏，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(5) 二次变电所。主要向地方性局部地区供电，也可能是向地方或大中型工矿企业的中心变电所供电，其电压等级一般较低。

二、变电所的电气主接线及其设备的选择

1. 变电所的电气主接线

35～500kV 变电所的电气主接线有：变压器——线路单元接线、桥形接线、3～5 角形接线、单母线、单母线分段、双母线、双母线分段、增设旁路母线或旁路隔离开关以及 1 个半断路器接线。

变电所采用哪种电气主接线，应根据变电所在电力系统中的地位、变电所的电压等级、出线回路数、设备特点、负荷性质等条件，以及满足运行可靠、简单灵活、操作方便和节约投资等要求来决定。

2. 变电所主变压器容量的选择

变压器容量既可按电力系统 5～10 年发展规划的需要来确定，也可由上一级电压电网与下一级电压电网间的潮流交换容量来确定。变电所内装设 2 台（组）及以上变压器时，若一组故障或切除，剩下的变压器容量应保证该所全部负荷的 70%，在计及过负荷能力后的允许时间内，应保证用户的一级和二级负荷。

500/220kV 变压器的 500kV 及 220kV 侧均为星形接线，故从结构上要求 500/220kV 变压器具有 35～63kV 的第三绕组，第三绕组的容量应不小于变压器容量（对自耦变压器为串联绕组容量）的 15%，最大不超过变压器容量的 $(1-\frac{1}{K_{12}})$ 倍。具体容量也可根据变电所装设的无功补偿容量来确定。

3. 主变压器台（组）数及型式的选择

(1) 对大城市郊区的一次变电所，在中、低压侧已构成环网的情况下，变电所以装设 2 台（组）主变压器为宜。

(2) 对于地区性孤立的一次变电所或大型工业企业专用变电所，在设计时应考虑装设 3 台（组）主变压器的可能性。

(3) 对 330kV 及以下电压等级的变电所，一般采用三相变压器。由于运输对变压器重量的限制，目前 500kV 三相变压器最大容量为 360MVA，超过 360MVA 就要选用单相变压器。

(4) 变压器按绕组型式可分为双绕组变压器、三绕组变压器和自耦变压器。一般变电所选用双绕组变压器，当变电所具有 3 种电压，且通过主变压器各侧绕组的功率均达到该变压器容量的 15%以上时，主变压器一般采用三绕组变压器。自耦变压器与同容量的普通变压器相比具有很多优点，在 220/110kV、330/110kV、330/220kV 及 500/220kV 变电所中，宜优先选用自耦变压器。

4. 无功补偿设备的装设

(1) 并联补偿电容器的装设。并联补偿电容器既可装在各级变电所内，也可装在用户侧。一般来讲，供无功基荷的补偿装置应装于用户侧，供无功峰荷的补偿装置应装于各级变电所内。变电所内装设的无功补偿容量一般应为变压器容量的 20%～30%。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（2）并联电抗器的装设。500kV 送电线路每百公里充电无功功率为 110～120kvar。当送电线负荷较轻时，送电线上无功损失小于充电功率，往往造成系统无功过剩，需装设并联电抗器。该电抗器既可装于 500kV 变压器的高压侧，也可装于 500kV 变压器的低压侧。

三、高压配电装置型式的选择

高压配电装置有户内式和户外式两种，而户外配电装置又有普通中型、分相中型、半高型和高型 4 种。

对变电所的配电装置型式进行选择时，应考虑所在地区的地理情况及环境条件，因地制宜节约用地，并结合运行、检修和安装的要求，通过经济技术比较来确定。在一般情况下：

（1）35kV 及以下配电装置宜采用户内布置。

（2）2 级以上污秽地区或市区的 110kV 配电装置宜采用户内式，当技术经济合理时，220kV 配电装置也可采用户内式。

（3）大城市中心地区或其他环境特别恶劣的地区，110kV 及 220kV 配电装置可采用全封闭或混合式 SF_6 组合电器。

（4）地震基本烈度 8 度及以下地区或土地贫瘠地区，110kV 及 220kV 配电装置可采用户外中型布置。

（5）330～500kV 配电装置采用户外中型布置。

（6）35～500kV 中型配电装置的有关尺寸，参见表 5-1。

表 5-1　　35～500kV 中型配电装置的有关尺寸（m）

项目		不同电压等级下的有关尺寸					
		35kV	63kV	110kV	220kV	330kV	500kV
弧垂	母线	1.0	1.0	0.9～1.1	2.0	2.0	3.0～3.5
	进出线	0.7	0.8	0.9～1.1	2.0	2.0	3.0～4.2
线间距离	π 型母线架	1.6	2.6	3.0	5.5	—	—
	门型母线架	—	1.6	2.2	4.0	5.0	6.5～8.0
	进出线架	1.3	1.6	2.2	4.0	5.0	7.5～8.0
架构高度	母线架	5.5	7.0	7.3	10.0～10.5	13.0	16.5～18.0
	进出线架	7.3	9.0	10.0	14.0～14.5	18.0	25.0～27.0
	双层架	—	12.5	13.0	21.0～21.5	—	—
架构宽度	π 型母线架	3.2	5.2	6.0	11.0	—	—
	门型母线架	—	6.0	8.0	14.0～15.0	20.0	24.0～28.0
	进出线架	5.0	6.0	8.0	14.0～15.0	20.0	28.0～30.8

四、各种类型变电所占地面积

变电所占地面积主要根据主变压器容量、型式、台数，变电所的电压等级和各级电压进出线回路数来确定，同时也与变电所内装设无功补偿设备的容量、型式，变电所电气主接线以及开关场布置的型式有关，在电力系统规划设计的选所中，变电所占地可参考表 5-2 中数值。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 5-2 变电所占地面积

电压（kV）	变压器容量及台数（MVA）	用地（长×宽）（m×m）	
		地上	地下
35	2×（0.5～5.6）	35×50	20×30（30×40）
63	2×（2～16）	60×70	27×45（40×60）
110	2×（5.6～60）	70×100	30×50（50×80）
220	2×（90～150）	150×200	60×60（120×120）
330	2×（90～240）	180×230	（150×200）
500	2×（750）	300×350	（200×250）

五、变电所的所址选择

变电所的所址应符合下列要求。

1. 接近负荷中心

在选择所址方案时，事先需搞清本变电所的供电负荷对象、负荷分布、供电要求，变电所本期和将来在系统中的地位和作用。选择比较接近负荷中心的位置作为变电所的所址，以便减少电网的投资和网损。

2. 使地区电源布局合理

应考虑地区原有电源、新建电源以及计划建设电源情况，使地区电源和变电所不集中在一侧，以便电源布局分散，既可减少二次网的投资和网损，又能达到安全供电的目的。

3. 高低压各侧进出线方便

应考虑各级电压出线的走廊，不仅要使送电线能进得来走得出，而且要使送电线交叉跨越少、转角少。

4. 所区地形、地貌及土地面积应满足近期建设和发展要求

在所址选择时，应贯彻以农业为基础的建设方针，不仅要贯彻节约用地、不占或少占农田的精神，而且要结合具体工程条件，采取多种布置方案（如阶梯布局、高型布置等），因地制宜地适应地形、地势，充分利用坡地、丘陵地。对建设发展用地，最好哪年用哪年征，不要过早圈定。

5. 所址不能被洪水淹没及受山洪冲刷，而且地质条件应适宜

（1）110～500kV 变电所的标高宜在 100 年一遇的高水位以上，35kV 变电所的标高宜在 50 年一遇的高水位以上，否则应设防护设施。

（2）踏勘所址附近山洪被洪水冲刷情况以及排洪情况，并根据地形图估算汇水面积、推算降水量，以便确定山洪对所址的影响。

（3）所选所址应避开断层、滑坡、塌陷区、溶洞等地质条件地带，也不宜选在有矿藏地区，若无法避免时应征得有关部门的同意。

6. 确定所址时，应考虑其与邻近设施的相互影响

飞机场、导航台、收发信台、地震台、铁路信号等设施，对无线电干扰有一定要求，所址距上述设施距离要满足有关规定要求，以便保证变电所对附近原有设施无影响。

所址附近不应有火药库、弹药库、打靶场等设施。当所址附近工厂排出有腐蚀性气体时，布置时应根据风向避开有害气体。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

7. 交通运输方便

选所时不仅要考虑施工时设备材料及变压器等大型设备的运输，还要考虑运行、检修时的交通运输方便。一般情况下所址要靠近公路或铁路，公路引接要短，以便减少投资。

8. 具有可靠水源，排水方便

(1) 对给水水源的要求，随变电所性质不同而异。当变电所不装调相机时，变电所用水量极少，主要是运行人员的生活饮用水，一般不大于1.5～2t/天。变电所施工用水，一般在10t/天左右，仅在施工期临时用。若变电所装设调相机时，变电所用水量很大，要由调相机的容量和冷却塔的型式来确定。

(2) 变电所的排水，主要是生活下水，变压器事故排油和调相机冷却用水的排水或排污。

9. 施工条件方便

选所时，还要考虑施工用水、施工用电、施工场地、劳动力、当地建筑材料（沙、石、砖、瓦……）来源方便等问题。

除以上所述外，还应适当考虑职工生活上的方便。

第二节 送电线路的路径选择

送电线路路径选择的目的，是在线路的起、迄点间，综合考虑各种因素，选出一条投资造价最省，技术条件最好，能符合全面经济合理条件的路径。选出的路径，既要满足送电线路对周围建筑物间的距离要求，又要满足对通信线干扰影响等要求。

一、送电线路对周围环境的要求及其影响

（一）送电线路对地距离及交叉跨越要求

1. 送电线路对地距离

除特殊说明外，送电线的导线对地面及水面的距离，按送电线正常工作条件下的最大弧垂（不考虑由于断线、覆冰不均匀及负荷电流或阳光使导线变热等引起的导线弧垂增大）计算时，导线对地面的最小允许距离如表5-3所示。

表5-3　导线与地面的最小距离(m)

线路经过地区特点	线路额定电压（kV）				
	1～20	35～110	154～220	330	500
居民区	6.5	7.0	7.5	8.5	14*
非居民区	5.5	6.0	6.5	7.5	10.5* 11**
交通困难地区		5.0	5.5	6.5	8.5

注 1. 居民区——工业企业地区、港口、码头、火车站、城镇等人口密集地区。
2. 非居民区——上述居民区以外的地区，均属非居民区。虽然时常有人、车辆或农业机械到达，但未建房屋或者房屋稀少的地区，亦属非居民区。
3. 交通困难地区——车辆、农业机械不能到达的地区。
4. 500kV线路经过非居民区，导线为三角形排列时，对地最小距离为10.5m；导线为水平排列时，对地最小距离为11m。

* 导线三角形排列。
** 导线水平排列。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

导线对水面的最小允许距离根据航运要求而定。

2. 送电线路交叉跨越要求

(1) 送电线路不应跨越屋顶为易燃材料建成的建筑物。对耐火屋顶的建筑物，亦应尽量不跨越，如需跨越时，应与有关单位协商或取得当地政府的同意。导线与建筑物之间的垂直距离，在最大计算弧垂情况下，不应小于表 5-4 所列数值。

表 5-4　　导线与建筑物之间的最小垂直距离

线路电压（kV）	35	60～110	154～220	330	500
垂直距离（m）	4.0	5.0	6.0	7.0	9.0

送电线路边导线与建筑物之间的距离，在最大计算风偏情况下，不应小于表 5-5 所列数值。在无风情况下，导线与不在规划范围内的城市建筑物之间的水平距离，不应小于表 5-5 所列数值的一半。

表 5-5　　边导线与建筑物之间最小距离

线路电压（kV）	35	60～110	154～220	330	500
距离（m）	3.0	4.0	5.0	6.0	8.0

(2) 送电线路通过林区时，应砍伐出通道。通道净宽度不应小于线路宽度加林区主要树种高度的 2 倍。通道附近超过主要树种高度的个别树木，应砍伐。在下列情况下，如不妨碍架线施工，可不砍伐出通道：树木自然生长高度不超过 2m；导线与树木（考虑自然生长高度）之间的垂直距离不小于表 5-6 所列数值。

送电线路通过公园、绿化区或防护林带，导线与树木之间的净空距离，在最大计算风偏情况下，不应小于表 5-7 所列数值。

表 5-6　　导线与树木之间的最小垂直距离

线路电压（kV）	35～110	154～220	330	500
最小垂直距离（m）	4.0	4.5	5.5	7.5

表 5-7　　导线与树木之间的最小净空距离

线路电压（kV）	35～110	154～220	330	500
最小净空距离（m）	3.5	4.0	5.0	7.0

(3) 送电线路跨越弱电线路时，其交叉角应符合表 5-8 的要求。

表 5-8　　输电线路与弱电线路的交叉角

弱电线路等级	一级	二级	三级
交叉角	≥45°	≥30°	不限制

(4) 送电线路与甲类火灾危险性的生产厂房、甲类物品库房、易燃材料堆场以及可燃或易燃液（汽）体贮罐的防火间距，不应小于杆塔高度的 1.5 倍。送电线路与散发可燃气体的甲类生产厂房的防火间距，还应大于 30m。如因条件限制，不能满足上述要求，应与有关单位协商，并采取措施。

(5) 送电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近，应符合表 5-9 的要求。

(二) 送电线对通信线路的影响及防护间距

(1) 当送电线与弱电线接近时，送电线周围的电场和磁场在弱电线上会产生静电和电磁感应，可能发生危险和干扰影响，见表 5-10。

表 5-9　**输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的基本要求**

<table>
<tr><th colspan="2">项　目</th><th colspan="2">铁　路</th><th colspan="2">公　路</th><th colspan="2">电车道</th><th colspan="2">通航河流</th><th colspan="2">不通航河流</th><th colspan="2">弱电线路</th><th colspan="2">电力线路</th><th>特殊管道</th><th>索　道</th></tr>
<tr><td rowspan="2">最小垂直距离(m)</td><td>线路电压(kV)</td><td>至轨顶</td><td>至承力索或接触线</td><td colspan="2">至路面</td><td colspan="2">至　路　面</td><td>至5年一遇洪水位</td><td>至最高航行水位的最高船桅顶</td><td>至百年一遇洪水位</td><td>冬季至冰面</td><td colspan="2">至被跨越线路</td><td colspan="2">至被跨越线路</td><td>至管道任何部分</td><td>至索道任何部分</td></tr>
<tr><td>35～110
154～220
330</td><td>7.5(7.5)*
8.5(7.5)
9.5(8.5)</td><td>3.0
4.0
5.0</td><td colspan="2">7.0
8.0
9.0</td><td colspan="2">10.0
11.0
12.0</td><td>6.0
7.0
8.0</td><td>2.0
3.0
4.0</td><td>3.0
4.0
5.0</td><td>6.0
6.5
7.5</td><td colspan="2">3.0
4.0
5.0</td><td colspan="2">3.0
4.0
5.0</td><td>4.0
5.0
6.0</td><td>3.0
4.0
5.0</td></tr>
<tr><td rowspan="3">最小水平距离(m)</td><td rowspan="2">线路电压(kV)</td><td colspan="2" rowspan="2">杆(塔)外缘至轨道中心</td><td colspan="2">杆(塔)外缘至路基边缘</td><td colspan="2">杆(塔)外缘至路基边缘</td><td colspan="4" rowspan="2">一边导线至斜坡上缘(线路与拉纤小路平行)</td><td colspan="2">与边导线间</td><td colspan="2">与边导线间</td><td colspan="2">边导线至管道任何部分</td></tr>
<tr><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区</td><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区</td><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区(最大风偏情况下)</td><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区(最大风偏情况下)</td><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区(最大风偏情况下)</td></tr>
<tr><td>35～110
154～220
330</td><td colspan="2">交叉:5m
平行:最高杆(塔)高加3m</td><td>交叉:8m
平行:最高杆(塔)高</td><td>5.0
5.0
6.0</td><td>交叉:8m
平行:最高杆(塔)高</td><td>5.0
5.0
6.0</td><td colspan="4" rowspan="3">最高杆(塔)高</td><td>最高杆(塔)高</td><td>4.0
5.0
6.0</td><td>最高杆(塔)高</td><td>5.0
7.0
9.0</td><td>最高杆(塔)高</td><td>4.0
5.0
6.0</td></tr>
<tr><td rowspan="2">邻档断线情况的最小垂直距离(m)</td><td rowspan="2">线路电压
35～110kV
154kV</td><td>至轨顶</td><td>至承力索或接触线</td><td colspan="2">至　路　面</td><td colspan="2">至承力索或接触线</td><td colspan="2">至被跨越线</td><td colspan="2"></td><td>至管道任何部分</td><td></td></tr>
<tr><td>6.0
7.0</td><td>1.0
2.0</td><td colspan="2">5.0
6.0</td><td colspan="2">1.0
2.0</td><td colspan="2">1.0
2.0</td><td colspan="2"></td><td>1.0
2.0</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">附加要求</td><td colspan="2">不宜在铁路出站信号机以内跨越</td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="4">最高洪水位时，有抗洪抢险船只航行的河流，垂直距离应协商确定</td><td colspan="2">送电线路应架设在上方</td><td colspan="2">电压较高的线路一般架设在电压较低的线路上方</td><td></td><td></td></tr>
</table>

* 括号中的数字用于窄轨铁路。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（2）电磁危险影响在中性点直接接地系统是由于送电线路发生单相接地短路时零序电流所引起的，需要依据零序电流、大地导电率的大小和接近位置的远近进行计算决定。静电干扰影响是由于送电线路电场所引起的，一般220kV送电线路与通信线路平行接近距离大于300m时，可不进行校验。

（3）架空电力线路与无线电设备的最小距离，见表5-11及表5-12。

（4）各类干扰源应离开机场导航台、定向台（站）的最小距离见表5-13。

表5-10　送电线产生危险和干扰影响标准

线路情况	影响类别	设备名称		允许标准	
单相接地短路故障	危险	通信明线		纵电动势 E（V）或对地电压 U（V）	$E<750$ $U<500$
		通信电缆			$U<$电缆试验电压的60%（直流），$U<$电缆试验电压的50%（交流）
		铁路半自动闭塞装置	双线回路		$E<750$
			单线回路		$E<60$
		铁路交流自动闭塞装置	轨道绝缘区间		$E<300$
			轨道跨步电压		150
正常运行	干扰	设有增音站的双线回路		电话回路杂音电动势（mV）	4.5
		未设有增音站的双线回路			10
		单线回路			30
		快速电报		电报回路干扰电流（mA）	1
		普通电报			3

表5-11　架空电力线路与广播收音台间的防护间距(m)

收音台等级	电压等级（kV）			
	35	110	220	500
一级台	600	800	1000	1200
二级台	300	500	700	900
三级台	100	300	400	500

注　非标准电压60kV按110kV规定；330kV待定，未定前暂按500kV考虑。

表5-12　架空电力线路与监测台（站）的防护间距(m)

监测台等级	电压等级（kV）			
	35	110	220	500
一级监测台	1000	1400	1600	2000
二级监测台	600	600	800	1000
三级监测台	100	300	400	500

（三）送电线路与机场间的净空要求

当送电线路在机场附近经过时，送电线路与机场距离应符合“关于保护机场净空的规

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

定"，具体要求参见附录 4-1 的附图 4-1～附图 4-3 及附表 4-1～附表 4-2。

（四）送电线路出线走廊规划数据

（1）送电线路绝缘子数量及呼称高，如表 5-14 所示。

（2）送电线路出线走廊规划的有关数据，如表 5-15 所示。

表 5-13　各类干扰源应离开机场导航台、定向台的最小距离

干扰源名称	架空高压输电线				发电厂，有电焊和高频设备的工厂、矿山、企事业单位	电气化铁路		金属结构建筑物、铁塔	架空电话线、广播线、低压电力线、公路、铁路	电力排灌站
	35kV以下	60～110kV	220～330kV	330kV以上		改建	新建			
离开导航台距离（m）	300	700	1000	1500	2000	500以上	700以上	500	150	200
离开定向台距离（m）	500	700			2000	600以上	1000以上	500	300	300

注　在导航台周围 50m 内不得修建高于 10m 的建筑物，定向台周围 100m 内不得修建高于 5m 的建筑物，300m 内不得修建高于 10m 的建筑物。

表 5-14　送电线路绝缘子数量及呼称高

送电线路电压（kV）	绝缘子数量（片）	呼称高（m）	送电线路电压（kV）	绝缘子数量（片）	呼称高（m）
35	3	12	220	13	20～25
63	5	12	330	19	22～25
110	7	13～15	500	25～28	23～36

表 5-15　出线走廊宽度

电　压（kV）		35	60	110	220	330	500
常用杆（塔）型式		单杆		单（双）杆或铁塔	双杆或铁塔		铁塔
常用杆（塔）称呼高（m）		12	12	13～15	20～25	22～25	23～36
两边线水平距离（m）	导线三角形排列	3	4	6	12		
	导线水平排列	5	6	9	15	16～20	25～30
线路至建筑物距离（m）	考虑边导线风偏后增加水平距离	3	4	4	5	6	
	对规程规定需要考虑防火问题者	为杆（塔）高度的 1.5 倍					
开阔地区两回路杆（塔）中心线之间的距离（m）		以最高的杆高为准					
拥挤地区两回路杆（塔）边导线间的距离（m）		5	5	5	7	9	

二、送电线路的路径选择

送电线路的路径选择一般分两个阶段进行，即初勘选线和终勘选线。在电力系统规划设计的方案比较中，一般采用初勘选线的结果即可，但在作精确的计算或工程设计时，必须用终勘选线的结果。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(一) 初勘选线

初勘选线有3个阶段：图上选线、收集资料和初勘。

1. 图上选线

根据系统规划，明确线路的起迄点及中间必经点的位置，送电线的电压等级、回路数、导线标号、输送容量以及是否要预留其他线路路径等条件。然后在1/5万～1/10万地形图上，标出送电线路的起迄点及中间必经点的位置，按照线路起迄点间距离最短的原则，避开城市、工厂、矿山发展规划区，避开军事设施、水利设施、地下资源、林区及经济作物区，避开已有送电线路、通信线、导航台、收发信台或其他重要管线的影响范围。再考虑地形、交通条件等因素，绘出若干个路径方案。

对已选定的几个方案，根据远景系统规划的短路电流和大地导电率计算结果考虑对铁路、主要弱电线路的危险影响，按计算结果修正送电线路的路径方案。

2. 收集资料

按图上选定的路径，到线路通过地区的有关单位，收集线路通过后对地上、地下建筑、构筑物影响的有关资料，并签订协议。

3. 初勘

初勘是按图上选定的线路路径到现场进行实地勘察，以验证它是否符合客观实际，并决定各方案的取舍。初勘工作一般包括如下内容：

(1) 根据地形、地貌找出图上选线的实地位置并沿线勘察；对特殊大跨越，应进行实地选线、定线，进行平断面图草测及地质水文勘察；在某些复杂地段，需用仪器测量落实或测绘有关平断面图。

(2) 由收资、协议人员到沿线的县、乡及有关厂、矿收集沿线有影响的障碍、设施资料，并办理初步协议。

(3) 做好拆迁、砍树、修桥补路所需建筑材料产地。材料站设置及运距调查工作。

初勘结束后，根据初勘中获得的新资料修正图上选线路径方案，并进行方案比较，最后按比较结果推荐出路径方案。

(二) 终勘选线

终勘选线是将批准的初步设计路径在现场具体落实，按实际地形情况修正图上选线，确定线路最终走向，设立临时标桩。

1. 终勘选线的基本原则

(1) 尽可能选择长度短、特殊跨越少、水文和地质条件较好的路径方案。

(2) 尽可能避开森林、绿化区、果木林、公园、防护林带等。

(3) 尽可能少拆迁房屋及其他建筑物，尽量少占农田。

(4) 选线中要对运行安全、经济合理、施工方便等因素进行全面考虑、综合比较。

2. 终勘选线的一般技术要求

(1) 山区路径选择。送电线路经过山区时，应避免通过陡坡、悬崖峭壁、滑坡、崩塌区、不稳定岩石堆、泥石流、卡斯特溶洞等不良地质地带。当送电线路与山脊交叉时，应尽量从平缓处通过。山区选线时交通运输、地势高低与路径长短间往往会发生矛盾，应由

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

经济技术比较后确定。山区河流多为间歇性河流，河流特点是流速大、冲刷力强，因此，送电线应避免沿山间河沟架设。如必须通过时，塔位应设在最高洪水位以上不受冲刷的地方。

（2）跨河段路径选择。送电线路跨越河流时，应尽量选在河道狭窄、河床平直、河岸稳定、两岸尽可能不被洪水淹没的地段。在选线时应调查洪水淹没范围及冲刷情况，估算跨河塔位并草测跨越档距。尽量避免与一条河流多次交叉。避免在支流入口处及河道弯曲处跨越河流，应尽量避开旧河道、排洪道及在洪水期容易改为主河道的地方。不要在码头和泊船地区跨越河流。

（3）转角点选择。转角点不宜选在山顶、深沟、河岸、悬崖边缘、坡度较大的山坡，以及易被洪水淹没、冲刷和低洼积水之处；送电线路转角点应放置在平地或山麓缓坡上，并应考虑有足够的施工场地和便于施工机械的到达。

当出现因其他技术要求而需设置耐张杆时则转角点应尽量与其结合起来考虑。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第六章 电 源 规 划

编者 谭永才 审者 俞 震

第一节 概 述

1. 电源规划的任务

电源规划是电力系统规划设计的核心，它不但对整个国民经济，特别是电力工业的发展有重大影响，而且也涉及到有关部门巨额的投资支出，因此，电源规划受到日益广泛的重视。

电源规划的任务是根据某一时期预测的负荷需要量，在满足一定可靠性水平的条件下，寻求一个最经济的电源建设方案。电源规划的主要任务是根据用电负荷的性质，研究电力系统内电源类型的结构和电源的布点，其具体内容为：

(1) 规划年份需要建设的发电总容量（包括机组台数、单机容量……）。

(2) 规划期内逐年建设的发电容量。

(3) 新扩建发电容量的安装地点。

(4) 根据电力系统内用电负荷性质和需要量的要求，提出逐年建设电源的组成类型，选择相应的机组，特别要重视调峰电源的规划。

2. 电源规划的一般原则

电源方案设计同样应遵循可靠性、灵活性、和经济性的原则。具体地说，电源方案设计一般应注意：

(1) 每个大区电力系统要重点设计建设若干个大型骨干电厂或电源基地，以保证本区内国民经济发展对电力供应的需要。

(2) 电厂的规模、单机容量应与电力系统容量相适应。考虑到我国目前各大区电力系统已建成相当大的容量（如华东、东北、华北、华中等电力系统容量均已超过 2000 万 kW），因此，在今后的电源建设中，应优先采用单机容量为 30 万 kW 及以上的机组。

(3) 应优先推荐建设条件优越、经济指标好的水力发电厂。对调节性能差、季节性电能大的水力发电厂，必须研究对季节性电能的合理利用问题。

(4) 扩建电厂与新建电厂的比例应适度，以便规划期以后的年份内电力系统中有必要的接续电厂。

(5) 各电源方案技术经济指标相差不大时，宜优先考虑能提高电力系统稳定水平的电源方案，如在负荷中心建设火电厂，建设在长距离输电中有支撑作用的中间电源点等。

(6) 电量流向应与发电燃料的运输方向相一致，电源规划中不应产生煤电倒流现象。

(7) 在规划电源方案、考虑系统总装机总量时，应具有足够的备用容量，以保持系统经常在额定频率下运行。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第二节 按发电机组类型优化的电源规划（WASP）

一、概述

按发电机组类型优化的电源规划模型又称为单节点电源规划模型，其主要特点是忽略系统中负荷及发电厂地理分布对电源规划的影响，把所有负荷和发电厂集中在同一节点进行电力电量平衡。这种模型只考虑电力系统中发电机组类型的差异对电源规划的影响。机组的类型是根据燃料种类和机组容量来划分的，例如燃煤的 30 万 kW 机组或核能 90 万 kW 机组都分别构成一个类型。这种电源规划模型主要回答"在什么时间扩建什么类型机组"的问题，而不能回答"在什么地方扩建这些机组"的问题。

当电力系统的负荷及一次能源分布比较均匀，厂址条件不受限制且原有输电网络较强时，使用这种电源规划模型能得到满意的结果。因为在这种情况下，同一类型的发电机组有大致相同的技术经济指标，同时考虑到输电网络的扩建费用对电源的结构与布局不致产生较大的影响。

目前，国内外大多数的电源规划模型都是按发电机组类型进行电源优化的。在本节中将以 WASP 为例介绍这类电源规划的特点、数学模型及算法。

WASP 是英文"维也纳系统规划程序包"的缩写，它是美国 TVA 和 ORNL 在 1972～1973 年为维也纳国际原子能机构（IAEA）开发的一个电源规划程序。1976 年 IAEA 对该程序作了完善，并形成了 WASP-Ⅱ，这个版本曾在国际原子能机构成员国获得广泛的应用。在 1970～1980 年期间，IAEA 又组织人力对程序中的水电模拟作了改进，形成了 WASP-Ⅲ。目前我国已引入了 WASP-Ⅲ。因此，以下将主要对 WASP-Ⅲ进行介绍。

二、数学模型

WASP 程序包能在满足给定的约束条件下，寻求长达 30 年的发电系统最优电源扩建方案。该模型采用最小费用法作为经济评价的根据。

1. 目标函数

WASP 对每个满足约束条件的电源扩建方案都用其费用的现值衡量其技术经济效益。

在 WASP-Ⅲ中，各方案的费用除了包括投资、燃料费及运行维修费以外，又新增加了一项停电损失费用。因为仅 LOLP 指标还不足以反映系统的可靠性。特别是当水电在系统中占较大比重时，LOLP 不能直接反映出保证电能满足的需要。

此外，考虑到各类机组使用寿命不同，投资建设时间不同，在规划期末将有不同的剩余使用年限，故应把相应投资项目折余值当成残值处理，从总费用中减去。

WASP-Ⅲ的目标函数为

$$\min PVC_j = \sum_{t=1}^{T}(\bar{I}_{jt} - \bar{S}_{jt} + \bar{F}_{jt} + \bar{M}_{jt} + \bar{D}_{jt}) \tag{6-1}$$

式中 PVC_j——规划方案 j 的总费用的现值；

$\bar{I}_{jt}$——投资费用；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$\overline{S}_{jt}$——投资的折余值；

$\overline{F}_{jt}$——燃料费用；

$\overline{M}_{jt}$——运行维修费用；

$\overline{D}_{jt}$——停电损失费用；

下标 jt——表示与方案 j 有关的费用在第 t 年的取值；

顶标“—”——表示已将 t 年的有关费用按给定的贴现率换算为某一给定时刻的现值；

T——规划期的总年数，又叫水平年。

显然，最优方案应为总费用现值 PVC_j 最小的方案。

目标函数中各项费用的具体计算方法，可参见第十五章的有关内容。为了换算这些费用的现值，采取了以下的假定：

1）所有投资都在各年度初发生；

2）所有投资折余值都发生在水平年末；

3）所有其他费用（燃料费用、运行维修费用及停电损失费用）都发生在相应年度的中点。

2. 约束条件

WASP 电源规划软件的约束条件包括电力平衡和可靠性约束。

(1)系统装机备用率应在规定范围内。设 k_{jt}为规划方案 j 在第 t 年参与运行的各类发电机组台数，它应满足

$$k_{jt} = k_{jt-1} + A_{jt} - R_{jt} + U_{jt}$$

式中 A_{jt}——j 方案在第 t 年指令性计划扩建的机组台数向量；

R_{jt}——j 方案在第 t 年计划退役的机组台数向量；

U_{jt}——j 方案在第 t 年准备增加的机组台数向量，它应满足 $U_{jt} \geqslant 0$。

这里 A_{jt}和 R_{jt}为给定数据，U_{jt}为待求量，称为“系统布局”。

(2)“系统布局”的可靠性 LOLP 应小于一定的限值。WASP 对一年内每个时段及每种水文情况都进行计算，把所有各时段的 LOLP 相加作为年平均 LOLP 指标，然后对各种水文年的年平均 LOLP 按水文概率取加权平均值，作为该年的可靠性指标。

三、程序结构和数据处理

WASP-Ⅱ的程序结构如图 6-1 所示。该图表示了各主要子程序块。原始数据以及有关程序块及文件之间的关系，整个程序包括 7 个子程序块（如图中粗框所示），其名称和功能可参看表 6-1。

由图 6-1 可以看出，每个子程序块都有相应的输入数据，形成中间结果文件，这样可以使程序的执行比较灵活，且可以随时监视运算的情况。在这 7 个子程序块中，即 MODULE1～MODULE3 的主要任务是处理原始数据，MODULE4～MODULE6 则主要进行运算，MODULE7 是输出程序。

（一）LOADSY

LOADSY 处理整个规划期间的负荷数据，并形成 MODULE4～MODULE6 所需的数据文件 LOADDUCU，该子程序块要求输入的数据有：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

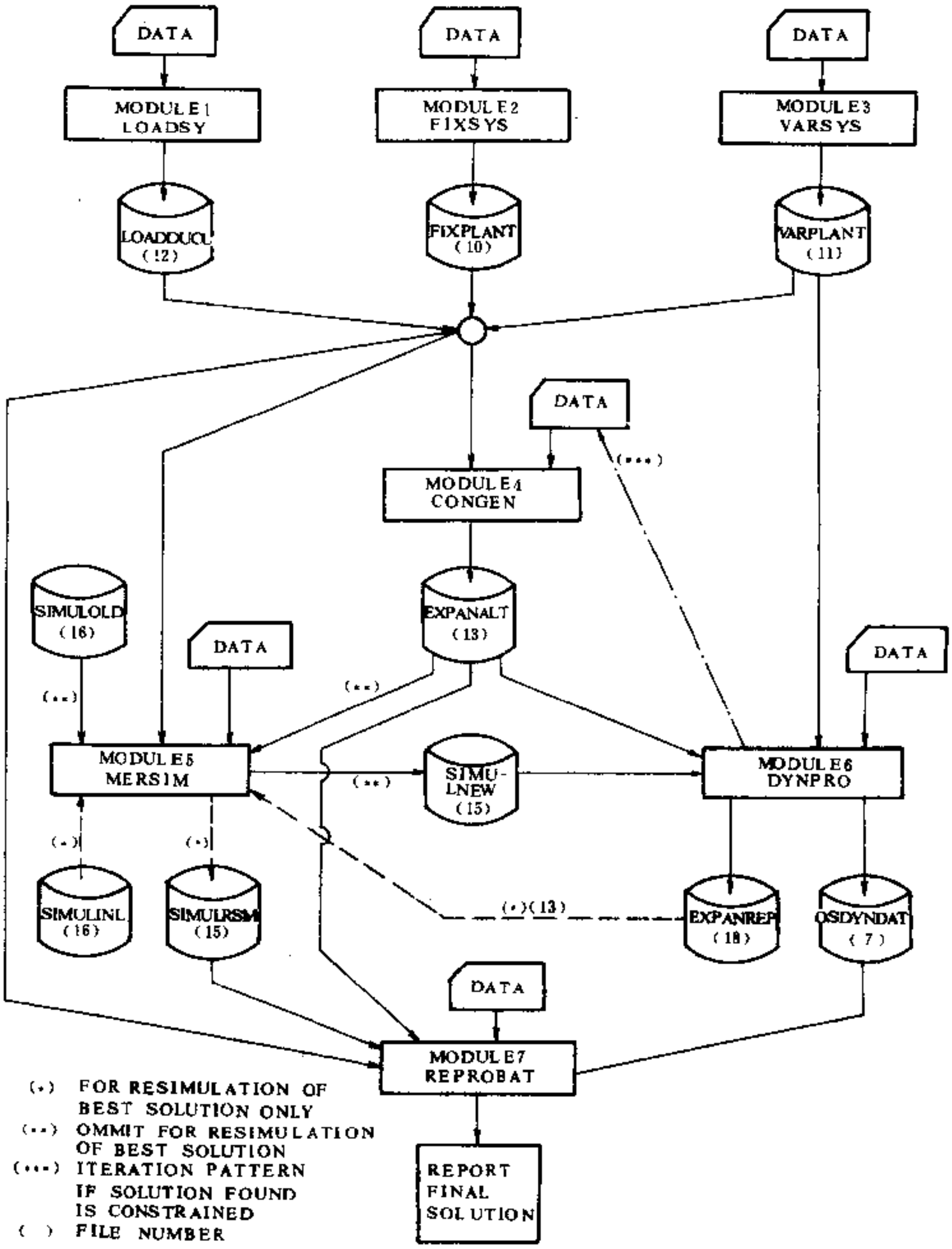


图 6-1 WASP-Ⅲ程序结构图

表 6-1 **WASP 的子程序块及其功能**

子 程 序 块		功 能	交换文件
MODULE1	LOADSY	处理负荷数据	LOADDUCU
MODULE2	FIXSYS	处理现有电源数据	FIXPLANT
MODULE3	VARSYS	处理待选电源数据	VARPLANT
MODULE 4	CONGEN	生成电源布局	EXPANALT

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

子程序块		功能	交换文件
MODULE5	MERSIM	随机生产模拟	SIMULOLD
			SIMULINL
			SIMULNEW
			SIMULRSM
MODULE6	DYNPRO	动态规划优化过程	EXPANREP OSDYNDAT
MODULE7	REPROBAT	输出结果报告	REPORT FINAL SOLUTION

1）每年的时段数；

2）每年的峰荷值（以 MW 为单位）；

3）每年各时段峰荷的标么值；

4）在用傅立叶级数表示持续负荷曲线时所用余弦函数的项数；

5）各时段的标么值持续负荷曲线，用 5 次多项式表示为

$$F(x) = 1 + \sum_{n=1}^{5} c_n X^n \tag{6-2}$$

式中 $F(x)$ ——时刻 x 的负荷标么值；

c_n——原始输入数据，$n=1, 2, \cdots, 5$。

WASP-Ⅲ 也允许以离散点的形式输入持续负荷曲线。

LOADSY 将各时段上述形式的原始持续负荷曲线进行傅立叶分解，转换为下述形式

$$F(x) = \frac{A_0}{2} + \sum_{n=1}^{N_F} A_n \cos\left(\frac{n\pi x}{Hn}\right) \tag{6-3}$$

式中 N_F——傅立叶级数的项数，在 WASP-Ⅲ 中 N_F 最大为 100；

H——有关时段的最小负荷的标么值；

$A_0, A_1, A_2, A_3, \cdots, A_n, \cdots$——进行傅立叶分解所得到的系数。

（二）FIXSYS

FIXSYS 处理现有电源、计划扩建电源以及发电机组退役等原始数据，并形成一个供以后计算用的数据文件 FIXPLANT。

现有电源系统由火电（包括核电），一般水电及径流式水电 3 大类发电机组构成。WASP 要求将所有燃料及容量相同的发电机组合并为 1 个"火电厂"。对现有火电机组应输入以下原始数据：

1）发电机组的最大出力和最小出力（基荷容量）；

2）基荷热耗率及基荷出力最大出力之间的平均耗率；

3）检修要求；

4）强迫停运率；

5）燃料价格；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

6）固定运行维护费率（非燃料部分）（以每千瓦的费用为单位）；

7）变动运行维护费率（以每千瓦时电的费用为单位）。

WASP 假定现有电源中只有 1 个水电厂，当存在 1 个以上电厂时必须事先合并为 1 个。

现有水电厂应输入的数据有：

1）发电机组最大出力及最小出力；

2）水库的电能贮量；

3）各时段提供的电能；

4）固定运行维护费率；

5）变动运行维护费率。

WASP 假定水电厂是 100% 可靠的，故不输入水电机组的强迫停运率。径流式水电厂的输入数据和一般水电厂类似。

FIXSYS 要求的现有电源、已立项电源和退役电源的参数汇总在表 6-2～表 6-4 中。

表 6-2　　　　年底各电源现况表

电源名称	所在位置	装机容量	台　数	单机容量	燃料种类	燃料运输途径	建厂时间

表 6-3　　　　退役电源（或机组）安排表

电源名称	电源容量	退役总容量	年		年		年		年	
			台数	单机容量	台数	单机容量	台数	单机容量	台数	单机容量

表 6-4　　　　在建、已立项火电电源的技术经济参数

电源名称	所在位置	装机容量	台数	单机容量	最小技术出力	强迫停运率	旋转备用率	煤耗	固定/可变运行维护费率	年检天数	燃料种类	运输途径

（三）VARSYS

VARSYS 处理规划中待选电源的原始数据。并形成一个供 CONGEN、MERSIM、DYNPRO 和 REPROBAT 子程序块调用的数据文件 VARPLANT。

在待选的发电机组中最多可以考虑 12 种火电机组（包括核电机组）和 2 个水电项目。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

每个水电项目可以包括多个已经排好顺序的水电厂。WASP 不能改变这些水电厂的排序，而只优化它们的投建时间。

VARSYS 要求输入的原始数据有：

1）每年的时段数；

2）火电机组的输入数据（和现有火电机组相同）；

3）水电机组的输入数据（和现有水电机组相同，但要给出最早可能投产的年份）；

4）各种类型机组的使用寿命。

VARSYS 要求的待选电源的参数汇总在表 6-5～表 6-7 中。

表 6-5　现有、在建、已立项水电站技术经济指标

电源名称	装机容量	机组台数	单机容量	所在河流名称	电站调节性能	多年平均发电量	保证出力	强迫出力	水头预想出力

表 6-6　待选火电电源的技术经济参数

电源名称	所在位置	台数	单机容量	规划容量	最小技术出力	强迫停运率	旋转备用率	固定/可变运行维护费率	年检天数	煤耗	燃料种类	运输途径	到厂标煤价	机组寿命	建设周期	电厂造价	输变电造价	电厂综合造价

表 6-7　待选水电站技术经济指标

站台	装机容量	机组台数	单机容量	所在河流名称	调节性能	多年平均发电量	保证出力	强迫出力	水头预想出力	枢纽工程总造价	其他综合利用效益分摊造价	输变电工程造价	电站综合造价	最小技术出力	强迫停运率	旋转备用率	固定/可变运行维护费率	年检天数

四、算法概要

WASP 的计算主要集中在 CONGEN、MERSIM 和 DYNPRO3 个子程序块中，并在它们之间进行比较复杂的数据交换和迭代过程。

（一）CONGEN

在 CONGEN 中形成所有满足负荷电力要求及其他约束条件的逐年扩建方案，并将这些扩建方案的数据贮存在文件 EXPANALT 中，以备其他子程序块应用。

CONGEN 需要输入的原始数据包括：

1）逐年贮备系数的最大容许值及最小容许值，按有关年关键时段峰荷的标么值给出；

2）各类型待选发电机组的最小容许台数；

3）各类型待选发电机组的最大容许台数；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

4）LOLP 的最大容许值。

以上数据可构成限制条件。利用这些限制能够减少可行方案的数目，使计算量不致过大，这不仅节约 MERSIM 和 DYNPRO 的计算时间，也加速了 CONGEN 本身的计算过程。如果上述条件太宽，则方案数会急剧上升，例如有 10 个待选机组类型，当每个类型容许有 0～6 台时，1 年可出现的方案数就可能有

$$7^{10} = 2.8 \times 10^{8} \quad (个)$$

即使只有 4 个机组类型，每个类型容许的机组台数为 0～4，1 年可能出现的方案数也有

$$5^{4} = 625 \quad (个)$$

WASP-Ⅲ每年最多容许有 300 个方案。

在 CONGEN 执行结束后，应对其结果进行检查，以确保每年至少有 1 个可行扩建方案，但又不过多。

（二）MERSIM

MERSIM 的主要功能是对 CONGEN 所产生的扩建方案进行随机生产模拟，以计算各方案的燃料费用、LOLP 及停电损失。这是整个程序中最复杂、计算量最大的子程序块。

MERSIM 子程序块的计算结果形成数据文件 SIMULNEW，其中主要贮存各方案运行的技术经济指标，为 DYNPRO 子程序块提供数据。如果最优规划方案已被 DYNPRO 求得，并需要对最优规划方案的运行作详细分析，则可以再调用 MERSIM 形成数据文件 SIMULRSM，以备输出。

MERSIM 子程序块需要输入的数据包括：

1）计算费用贴现的基准年；

2）旋转备用的判据；

3）各类发电机组带负荷的顺序；

4）模拟中使用的傅立叶级的项数；

5）贴现率；

6）运行费的增长率；

7）输出的选择。

MERSIM 子程序块的计算主要包括两部分，即安排检修计划和进行随机生产模拟。

（三）DYNPRO

DYNPRO 子程序块分析 CONGEN 所产生的各种方案，结合 MERSIM 计算出的运行费用、可靠性指标等进行方案比较，去掉不满足可靠性指标的布局方案，并从可行的布局方案中用动态规划的方法选择费用现值最小的方案。

DYNPRO 提供 2 个数据文件，即 EXPANREP 和 OSDYNDAT。EXPANREP 和 CONGEN 子程序块的数据文件 EXPANALT 相似，但它只贮存最优解的布局方案。这个文件将作为 MERSIM 的原始数据，以期得到最优规划方案较详细的随机产生模拟结果。OSDYNDAT 用于最优规划方案的输出报告（见图 6-1）。

DYNPRO 的输入数据主要是经济分析所需要的原始参数，例如：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1）待选发电机的投资；
2）贴现率及费用贴现计算的基准年；
3）各类型发电机组的使用寿命；
4）外汇兑换率，等等。
DYNPRO 的输出包括：
1）将各模块输出内容摘要列出；
2）列出最优方案、备用率、*LOLP*、*EENS* 等指标；
3）详细列出各类型机组逐年发生的费用（投资、燃料、运行费等）。
DYNPRO 除计算出费用最小的最优方案以外，还可提供几个费用较小的次优方案。

五、主要参数计算规模

30 规划周期年数；
12 每年分时段数；
360 持续负荷曲线数（每个时段 1 条，30×12=360）；
58 火电厂数（FIXSYS 与 VARSYS 中火电厂数之和）；
14 候选电厂数；
12 候选火电厂数；
2 候选水电类型数，每个水电类型可含 30 个水电工程；
5 水文条件数；
300 每次迭代计算中任 1 年的方案数；
30000 每次迭代计算规划期内的总方案数。

综上所述，WASP 程序的数学模型简明、结构合理，使用者可以通过中间结果监视整个优化过程，并且最后能提供 1 个最优方案和几个次优方案，为最终决策提供了较多信息。它的缺点是不能进行输煤送电比较，且计算量过大，所需的计算机 CPU 时间太长。

第三节 按发电厂优化的电源规划（JASP）

一、概述

在电源规划中，电力系统的投资和运行费用与新发电厂的建造地址有密切关系。即使发电机组类型相同，当发电厂所处的环境不同，如供水条件、除灰条件以及征用土地费用不同时，都会对发电厂的投资有很大的影响。此外，发电厂的地理位置也会影响整个电力系统的投资和运行费用。例如，当发电厂距负荷中心较远时，需要较大的附加输电投资费用，远距燃料基地的发电厂则需要较大的燃料运输费用等等。为了考虑以上的因素，电源规划就不能笼统地按发电机组进行优化，而应按发电厂进行优化，在这种情况下，电源规划不仅要回答“何时扩建新机组”及“扩建哪种类型和多大容量机组”的问题，还应回答“在何处扩建”的问题。

本节将介绍按发电厂优化的 JASP 电源规划模型。这种模型除了能在电源规划中计入部分输电投资影响以外，还有以下的特点：①这种模型使我们能够考虑不同厂址对投资和

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

运行费用的影响；②按发电厂优化便于进行区域电力电量平衡，从而协调省（地区）间各层次的关系，反映各方面的效益。

在电源规划时应充分考虑水文和地理条件所带来的特点。单节点电源规划中需要合并水电厂，不能反映各个水电厂的特性，给电源规划带来较大的误差。在JASP程序中，对水电厂逐个进行优化排序，较为合理。

二、模型结构

如前所述，电源规划模型包括电源投资决策和生产优化两部分。前者确定系统电源的投产进度，后者计算扩建系统的技术经济指标。这两者虽属于一个统一的问题，但要用数学规划的方法直接同时解决是有困难的，因为不仅使决策变量的维数太高，而且使整个规划模型变成了非线性及随机性问题，因此，产生了把大系统分解协调技术应用于电源规划的设想。目前国内外大部分电源规划都沿用了这种技术。

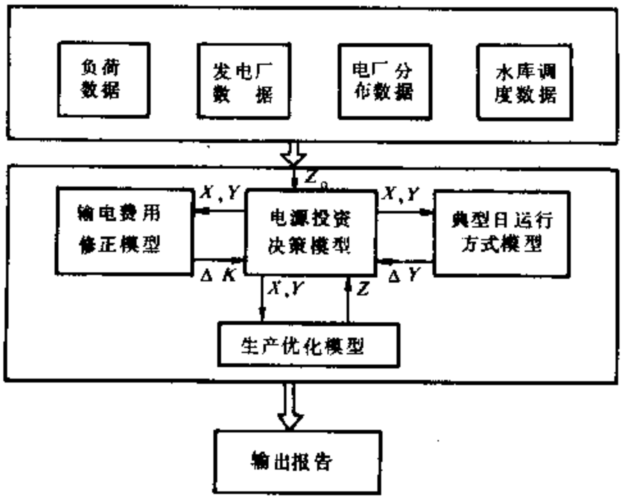


图6-2 JASP的简化模型结构

在JASP中，由于要考虑地理分布的因素并按发电厂进行电源优化，因而采取了复杂系统的比较、分解、协调等几个过程（见图6-2）。JASP主要由数据处理、优化模型及输出报告3部分组成。分别简述如下。

1. 数据处理

JASP的原始数据由负荷数据、发电厂数据、地理分布数据及水库调度数据4部分组成。

为了进行分区电力电量平衡，负荷数据应分区输入。数据包括在规划期间各区逐年最大负荷、典型周最大负荷曲线、典型月最大负荷曲线及典型日负荷曲线。

发电厂的数据包括现有发电厂和待选发电厂技术经济指标，大致和WASP相似。不同之处在于JASP按发电厂优化，因此所有数据均应按发电厂输入。

地理分布数据主要包括以相对坐标按一定比例尺输入的各发电厂及各地区负荷中心地理位置，各地区所辖的发电厂数目及其名称。这些数据将用于分区电力电量平衡，并用来估算与待选发电厂有关的输电费用。

水库调度数据贮存各水电厂（包括现有的和待选的）枯水年及平水年的逐月发电量，预想出力容量以及航运、灌溉等最小容许的放水量所折算的最小出力容量。

2. 优化模型

优化模型是JASP的主要组成部分。在这里电源投资决策模型是核心。电源投资决策模型对电源投建方案进行优化，给出各待选火电厂及水电厂的投建时间表（在图6-2中分别用

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

决策变量 X 和 Y 表示)，并分别与输电费用修正模型、典型日运行方式模型及生产优化模型进行协调迭代。

输电费用修正模型的任务是根据电源投资决策模型给出逐年电源投建计划（决策变量 X、Y 进行分区电力电量平衡，并按照电力的流向、输电距离及功率大小估算各扩建发电厂的输电费用（图 6-2 中 ΔK)，然后用它来修正扩建电厂的投资。

典型日运行方式模型的功能是根据电源投资决策模型所给定的逐年电源投建计划安排典型日运行方式，以分析电源结构的合理性及运行的可靠性，并由此来判断系统是否需要及何时需要采用调峰设备（图 6-2 中的 ΔY)。

生产优化模型包括制定检修计划及进行随机生产模拟。在 JASP 中，检修计划按照等备用的原则制定，随机生产模拟采用等效电量函数法。

电源投资决策模型在优化电源投建计划时，除了需要知道各发电厂的投资以外，还需要知道各发电厂的发电量、运行费用及整个系统应满足的备用率。我们称这些为运行决策变量，在图 6-2 中用 Z 来表示，由生产优化模型求出。

在进行生产模型拟定之前 Z 是未知数，因此对于电源投资决策模型必须给出运行决策变量的初始值 Z_0。在 JASP 中 Z_0 是以原始数据的形式输入的，主要包括系统的备用率及各发电厂的年利用小时数。

当电源投资决策模型和生产优化模型在迭代过程中相继两次 Z 值的变化量小于给定的容许误差时，则可认为收敛，这时我们就得到了最优电源规划方案。

3. 输出报告

电源规划的输出报告应能输出有关方案比较完整的技术经济数据及信息，尽可能从各个角度反映该方案的特点，以便为最终决策提供依据，它包括：

1）系统新投资建设的火电厂、水电厂及系统总装机容量；
2）系统投资建设的火电厂、水电厂的投资及其现值；
3）系统火电厂、水电厂的逐年投资建设容量及台数；
4）火电厂、水电厂及系统的逐年投资；
5）各待选发电厂的投产年、装机台数、容量及投资；
6）各待选发电厂的逐年装机进度；
7）各地区逐年电力电量平衡情况；
8）系统逐年检修计划；
9）系统逐年燃料消耗及运行费用；
10）系统逐年的可靠性指标；
11）系统中各发电厂的逐年发电量；
12）系统逐年逐月的负荷分配情况；
13）典型日系统中水电厂、火电厂的工作容量、发电量；
14）典型日各地区机组容量的分配情况；
15）典型日各地区电力电量平衡情况；
16）各水电厂的弃水情况。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

以上项目涉及的输出量是很大的，在进行电源方案研究时，使用者可能只对其中一部分项目感到兴趣，在这种情况下，输出报告的子程序块能根据使用者的需要进行有选择的输出。

第四节 电源方案的常规设计方法

一、概述

从上述两个典型的电源优化软件可知，为了寻求和论证最优电源开发方案，电源规划模型应对以下问题作出定量的分析：

1）电源结构的合理性；

2）规划方案所需一次能源及燃料费用；

3）规划方案的投资流和年运行费用；

4）供电的可靠性指标；

5）规划方案与负荷增长、燃料价格和机组投资等的灵敏度分析；

6）推迟某些关键项目的影响。

所有这些问题都使电源规划工作非常复杂。从数学上来说，电源规划模型具有高维数、非线性及随机性的特点。

首先，电源规划需要处理各种类型的发电机组，并要考虑相当长时期（远景规划可达30年以上）系统电源的过渡问题，这样在规划中所涉及的决策变量数是十分惊人的。这种维数障碍使我们往往难以应用运筹学中的典型算法。

其次，发电机组的投资现值和年运行费用都不是有关决策变量的线性函数。另外，一些约束条件，例如可靠性约束条件，也是非线性的。因而电源规划的数学模型实质上是非线性模型，给求解带来很大困难。

最后，电源规划所需的基础数据，如负荷预测数据、燃料和设备的价格、贴现率等都包含不确定性的因素，从而使电源规划问题具有明显的随机性质，这样我们不仅要寻求最优电源开发方案，还要对该方案进行一系列的灵敏度分析，增加了电源规划问题的复杂程度。

对于这样复杂的问题，即使利用现代大型电子计算机，要在合理的运算时间里严格地求出最优解也几乎是不可能的。所以目前电源优化软件都作了一些简化，这不可避免地影响着优化结果；另一方面，原始资料和参数的误差以及很多难以用数学式表达的因素也都使优化结果失真。因此，电源优化软件在数学上严格的最优解对实际工程问题而言未必是真正的最优。所以，目前在工程设计中，电源方案的常规设计方法仍然起着不可替代的作用。

二、常规设计方法的步骤

“常规设计方法”是根据各年度电力系统的需要，拟出几个电源组合方案，进行多方案比较。在比较时，要明确各方案相应的发电煤源、运输方案和输电网络，然后计算煤、电（电厂、电网）、运（水运、铁路运输）以及综合的投资与年运行费，并把其折算成使用期

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

内的年费用或某一年的总费用，进行综合比较后，提出各年度的电源建设方案。必要时可计算各个方案发电系统的可靠性、未供电量，并将未供电量费用纳入经济比较中。

（一）确定设计年度系统需要的新增装机容量

根据设计范围的电力电量需求预测，确定设计年度系统需要的新增装机容量。为此，需进行如下工作：

1. 负荷水平预测

根据电力系统规划设计或电管局、省电力局为电源方案设计提供的负荷资料，列出本区域逐年电力电量增长水平，并简述负荷增长因素。

根据需要提出各种负荷曲线，如年负荷持续曲线，月最大、月平均、典型周、典型日负荷曲线等，或相关的季、月不均衡率等负荷特性参数值。

必要时分析某些负荷可能变化的幅度，以便对方案设计进行灵敏度分析。

2. 现有和在建电源统计

1）现有各电源简况，如类型、单机容量、机组台数、运行参数等（列表时可参考表6-3）；

2）设计期内将退役机组简况，如退役台数、容量及退役年份安排（列表时可参考表6-4）；

3）在建和已立项电源情况，包括电源类型、规模、单机容量及台数、运行参数（列表时可参考表6-5）。

3. 电力电量平衡

进行电力电量平衡（电力、电量一般均按发电负荷、发电量计列），得出设计年度需要新增加的发电装机，列表时可参考表6-8或表6-9。此两表可选其一使用，亦可同时应用、互相校验。

表6-8　　电力平衡表　　单位：×××

项　目	年	年	年	年	年
（一）需要最大发电负荷					
（二）需要装机容量					
（三）现有装机容量					
（四）退役机组容量					
（五）在建机组容量					
（六）需新增容量					

注 1. “（二）”为“（一）”乘以“（1+备用率）”，备用率一般取0.2～0.3（系统容量大时取小值；系统容量小时取大值）。

2. “（六）”为“（二）”减去“[（三）+（五）－（四）]”。

表6-9　　电量平衡表　　单位：×××

项　目	年	年	年	年	年
（一）需发电量					
（二）现有机组可发电量					

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

项　　目	年	年	年	年	年
（三）退役机组发电量					
（四）在建机组预计发电量					
（五）需新增机组发电量					
（六）新增机组容量					

（二）拟出电源方案（一般按3～5个年度列出）

1. 列出待选电源基本情况

待选电源一般应是已完成可行性研究或初步可行性研究设计，并经上级有关部门审查过的电源。在规划设计期内当待选电源总容量满足不了负荷增长的需要时，可考虑选一些正在进行初步可行性研究工作的电源或只踏勘过相当于预初步可行性研究工作深度的电源进行电力电量平衡，但在最后推荐电源方案时，应注意这些电源条件的落实情况，如前期工作深度不能满足，必要时也可以带条件提出一些规划期内需要建设新电源的方案，诸如电源类型、建设地点的要求等。

列出待选电源已完成的工作深度、厂址技术条件及存在的主要问题，包括：电源位置、规模、水源、灰场、环保、燃料来源、交通运输等。对于水电厂，还应包括综合利用情况、年发电量、调节性能及主要动能经济指标等。

列出待选电源最早发电年份、逐年允许装机进度、机组寿命。

列出待选电源工程造价、投资、影子价格（在有条件时）及运行特性指标，包括技术最小出力、强迫停运率、发电煤耗、到厂煤价、运行维护费、检修天数等（列表时可参考表6-6和表6-7）。

待选电源的总容量应远大于表6-8和表6-9中“（六）”款的容量，以组合成足够多的电源方案进行比较。

2. 从待选电源中组成各年度电源方案

同一年度电源方案一般总容量应相等，但单机容量、建设地点、机组类型各异。各个电源方案必须具备下述可比条件：①在产品数量（包括出力、电量、热量等），质量，供电可靠性和提供时间上，能同等程度地满足系统发展需要；②对国家各项资源的利用和影响，各方案均能平衡或对等可比。

（三）收集整理与各电源方案相对应的能源情况

（1）区内有关各种燃料（原煤、褐煤、洗中煤、洗渣煤、泥煤、油页岩、天然气等）的分布地点、蕴藏量、开采方式、开采规划、开采年限。

（2）燃料的质量（发热量、工业分析与元素分析），矿的投资，燃料生产成本及售价。

（3）当计划、规划中建设洗煤场时，应收集其投资以及洗中煤、洗渣煤的数量、发热量成本、售价等。

以上资料的收集、整理均应围绕或针对电源方案中发电用煤而进行。

（四）收集整理电源与煤源间的交通运输情况

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（1）简述区内交通运输（铁路，海、江、河的航道，公路）的基本现况及规划情况，如铁路的通过能力、改造规划，航道的通航期，码头的吞吐能力，桥梁的载重量，隧道（洞）的尺寸等，以及各种混合运输方式接口的吞吐能力及运输费用。

（2）现有发电燃料和在建、已立项待选电源燃料的运输路径、运输方式、运距、运输成本和运价；为运输燃料而引起新建、扩建运输能力所需的投资或分摊投资。

以上资料的收集、整理同样应围绕、针对与电源方案有关的运输而进行。

（五）论述与各电源方案相配套的电网建设方案（利用下章网络方案设计方法），计算网络投资和运行费（含电能损失费）

以上所述的电源、能源、交通运输、电网是一个有机的整体，互相联系，不可分割。在建立电源方案以后，引出了相应的能源、交通运输、电网方案；而能源、交通运输、电网方案反过来影响电源方案的建立，电源方案应在能源、交通运输和负荷分布基础上产生。因而，上述四项工作应统筹考虑，往往需要反复试凑几次，才能趋于完善。

（六）进行煤、电、运经济比较

1. 经济比较的内容

经济比较时，各设计年度（或逐年）应有如下内容：

（1）投资：①煤矿投资；②发电厂投资；③电网（送变电）投资；④运输投资；⑤补充投资。

（2）年运行费：①发电燃料费；②运输费；③维护费（应包括发电厂、送电线路和变电部分）；④电能损失费；⑤未供电量费。

2. 经济比较的方法

把上述各年的投资和年运行费，运用第十五章的方法，折算成某一年的总费用（或折算到使用期内每年等年值的年计算费用），以衡量各方案经济效益，比较经济上的优劣。

3. 经济比较中需说明的几个问题

（1）交通运输部门的费用计算，可按下列 3 种情况考虑：

1）当交通运输能力有裕度，电厂燃煤运输所增加的货运量不大，运输部门不需要改建或增建运输设备时，可不计运输投资，运费按运价计算。

2）当交通运输已无剩余能力，而预测的货运量又增长较快，其中电厂燃煤运量占一定比例，运输部门近期内已有改建或扩建计划时，则投资计算应按增加货运量的比例分摊运输投资，运费按运输成本计算。

3）当交通运输能力在相当长时期内不能适应货运量的要求，但只是由于电厂燃煤运输量的增加而引起运输部门增加改建或扩建工程，且其能力仅为满足电厂燃煤运输量时，则投资计算应计入全部运输投资，运输费按运输成本计算。

（2）进行电价计算时，若电价按校正电价计算，不再计算由于网损引起的补充装机投资；若电价以电能成本计算，在补充投资栏目中应列入补充装机费用。

（3）当燃料按成本计算时，则应计煤矿投资；当燃料按售价计算时，则不计煤矿投资。

（4）当有水电厂参与方案比较时，由于水电投入后能替代多少燃料是关系到水电效益的重要问题，所以应根据水电厂在日负荷曲线工作位置的不同，来确定其他方案中火电厂

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

的替代煤耗。一般说来，水电带尖峰时，替代的煤耗最高；水电带腰荷时，替代的煤耗次之；水电带基荷时，替代的煤耗最低。当水电厂参与方案比较时，还应计入水火电厂间配合运行和跨流域的水库调节等效益，水电在防洪、灌溉、航运等方面的综合利用效益。

（5）当电源方案比较涉及到联网问题时，应计入联网带来的效益和所增加的费用，可按表 6-10 的内容全面考虑。

（6）燃料费的计算，应对各方案进行生产模拟计算求得。对大型电力系统，手算往往是无法实现的，只能借助于前节介绍的软件中生产模拟的计算功能或另编电算软件计算而得。当各电源方案中待选的水电电源在负荷曲线上运行的位置基本相同时，可近似地用本方案的平均煤耗乘以发电量求得。

表 6-10　　联网计算项目表

	联网方案节约	联网方案增加
投资	1. 使综合最大负荷压低而减少工作容量所节约的投资	送变电工程增加的投资
	2. 减少系统备用容量所节约的投资	
	3. 提高水电工作出力而减少火电容量的投资	
	4. 火电厂单机容量增大所节约的投资	
	5. 多利用季节性电能所节约的煤矿投资	
年运行费	1. 减少火电容量所节约的运行费（只包括维修费）	1. 增加的送电线、变电设备的运行费
	2. 节约的燃料费用	2. 增加的电能损失费

（7）各方案的未供电量费，应采用本区域内单位电能产生的国民经济总产值的平均值乘以未供电量。未供电量应对各电源建设方案进行可靠性计算求得。手算往往也是不可能胜任的，同样只能借助于上述软件中的可靠性计算功能或另编可靠性计算软件予以计算。当各电源方案待选电源的构成基本一样、总装机容量相等（常规电源方案设计一般是如此处理的）时，则认为各方案具有相同的可靠性，在经济比较中可以不计未供电量的差别。

（七）将对结果影响较大的因素做部分或全部灵敏度分析

1）发输变电造价；

2）燃料成本或售价，煤矿造价；

3）运输成本或运价，增加的运输设备造价；

4）贴现率；

5）建设周期。

（八）综合分析，得出推荐结论

经济比较是选择电源方案的主要因素，但不是唯一因素。应在经济比较的基础上，结合灵敏度分析的情况，综合下列因素对各电源方案进行全面、综合的分析后选择推荐方案。

1）对国民经济其他部门的影响；

2）国家能源政策；

3）国家资源（如土地、劳力、矿藏）利用政策；

4）国家物资、设备的平衡；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

5）环境保护和生态平衡；

6）工程规模和措施是否与现有技术水平相适应；

7）缩短建设工期和改善技术经济指标的可能性和必要性；

8）建设条件和运行条件；

9）对人民生活条件的影响；

10）对远景发展的适应性。

第五节 发电系统可靠性计算

一、概述

发电系统是指把全部发电机组和系统负荷连接在一条母线上的单节点系统。在进行可靠性计算时，不考虑输电系统和配电系统对可靠性的影响。它是电源规划设计进行电力电量平衡的一种发展，是电源方案设计的重要内容。和过去方法不同的是要求用概率的方法分析系统电力不足和电量不足，或在满足给定可靠性指标下，确定系统备用容量。

进行发电规划设计、确定未来发电设备需要量最基本的出发点是在任何情况下维持发电容量与用电负荷的平衡。无论是对于一个运行电力系统的安排，还是一个规划的系统都需要满足这一基本要求。然而，由于客观存在的许多随机不确定因素的影响，使得这一平衡关系的各个方面都具有许多不确定性。因此，在考虑这一平衡时普遍地要求留有一定的备用容量，以应付对维持供求平衡不利的各种随机因素的影响。显然，对负荷供电的可靠性与预留的备用容量大小密切相关 。储备容量越多，负荷用电越可靠，而相应的投资及运行费也越高。因此，备用容量的确定就成为发电规划工作的一项重要内容，且需进行各种方案的技术、经济综合计算，最后求得一个满足一定可靠性指标的最经济的方案。

在早期及在允许简化估算的情况下，多采用“储备准则”作为发电容量规划方法来确定备用容量，如“百分数储备法”、“偶然事故储备法”。然而，经验表明，随着电力系统的不断扩大，大机组的大量出现，上述两种方法越来越不能满足要求，因而，逐渐发展了建立在概率统计基础上的“可靠性储备准则”，从而帮助确定备用容量，特别是通过对历史资料的统计进行发电规划可靠性的定量计算，给出各种可能方案的概率可靠性定量指标。

概率储备法不单计及了以上两种方法考虑的年最高负荷及系统中最大机组，而且还能考虑更多的系统特征因素，如：全系统各单机容量，发电机因随机性故障而强迫退出运行或损坏，计划检修，季节性容量限制，机组类型，周、月、年的负荷曲线形状、峰值，负荷预报不确定性及电源投产期限不确定性等。新的概率方法显然比简单计算方法更具有综合性，且已广泛用于发电规划设计工作中。

二、计算原理和方法

（一）数学模型

本法在建立数学模型时，假设孤立电网内输电网络是完全可靠的、输电线路是无损的、且其容量足够输送各种方式下的潮流。也就是说不会过载也不会引起网络中各点的电压超过允许值。所以在电力系统的模型中只包括发电设备和负荷两个部分而未将输配电系统包

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

括进去。评价每一时刻一个电力系统的运行好坏，是根据发电容量能否满足负荷的需要为准则，如果能满足则认为系统运行是成功的，否则就认为系统运行是失败的。

1. 发电设备模型

发电设备的模型按“满发”和“停运”两个状态来考虑。所谓“停运”是指发电设备强迫停运而进行修理的状态；“满发”则是发电设备所能发出最大电力的状态。

还有一个数据是发电设备的强迫停运率（Forced outage Rate）简写为 *FOR*。一台发电设备的强迫停运率是指其在研究的未来年发生强迫停运的概率，即

FOR＝强迫停运时间/（工作时间＋强迫停运时间）

对于减载运行的机组可以精确地按每台机组多状态来考虑，也可以近似地加以考虑，即减少机组容量或将机组的 *FOR* 值提高而使用等效强迫停运率 *EFOR*（Equivalent Forced Outage Rate）。

一个电力系统由多台发电设备构成，则电力系统在运行中会出现多种状态，每种状态都对应着一定的停电概率和频率，对此我们根据每台发电设备的满发容量和强迫停运率求出发电容量停运概率表。

对于具有 n 台发电设备的电力系统，将会有 2^n 个状态。不可能用穷举法同时列出 2^n 个系统状态，只能用递推算法。这种递推算法可以很方便地形成具有任意台数的发电系统容量模型。即从第一台设备的容量模型（由设备参数直接求出）开始，逐台追加进去，直到第 n 台为止，最后形成所求的容量模型。每追加 1 台设备时，计算确切概率和累积概率的递推公式如下

$$P_x(x) = P_j(x)(1-q) + P_j(x-c)q + \cdots \tag{6-4}$$

式中 c、q——新追加 1 台设备的容量和强迫停运率；

$P_j(x)$ ——追加 1 台新设备前，容量模型中对应停运容量为 x 的概率旧值；

$P_x(x)$ ——追加 1 台新设备后，所求停运容量仍为 x 的状态概率新值。

式（6-4）的物理意义很容易理解。当具有容量为 c 的设备追加到系统后，可能处于两种互斥状态之一：工作或停运。与其对应的停运容量分别为 0 和 c。这两种状态与旧容量模型中的各个状态组合的结果，必然得到一些新的停运容量为 x 的状态。由于新追加设备的两种状态是互斥的，故下面的事件运算公式成立

$$x_x = (x_j \cap 0) \cup [(x-c)_j \cap c]$$

从而出现停运容量为 x_x 这一事件的概率具有式（6-4）的形式。

式（6-4）既可以计算确切概率，又可以计算累积概率。通常在分析发电系统可靠性时，只需要算出容量模型中的累积概率就可以了。即使在需要确切概率值时，也不必再应用式（6-3）去计算，而可以很方便地从两个相邻状态累积概率之差求得前一状态的确切概率。

此外，为使所建立的容量模型便于应用，通常使停运容量一项有规律地按一定的功率步长递增，这个步长的选取取决于系统中各类设备的容量等级、系统的规模对计算精度的要求等因素。步长愈大，容量模型中包含的项数愈少，精度愈差。

2. 负荷模型

建立负荷模型的目的在于表示出全年任一周期时间内系统负荷的需要量及变化趋势。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

我们采用的是按年表次序形成的负荷模型，这种负荷模型所需的原始数据是按日历次序排列的一年内的日最高负荷。为了解一天内 24h 的负荷变化，通常可在春、夏、秋、冬四季各取一典型日负荷曲线来表示。如果我们计算发电系统可靠性的目的是做系统规划，则不妨简化一下，对每日 24h 的负荷变化视做恒定，以每日最高负荷值代替。

（二）发电设备的计划检修

任一发电系统的全部装机容量中，总有一部分设备在一定时期内处于计划检修状态。当设备停下检修时，其容量已不可安排运行，从而使系统运行备用容量减少，结果导致系统可靠性降低。如果可靠性降低过大，则在系统规划时就须增设备用容量；或者通过合理安排检修计划来使可靠性水平得到改善。这样就提出两个问题需解决，一是怎样合理安排检修计划才能使可靠性得到改善，二是怎样具体计算机组检修计划对可靠性的影响。

对第一个问题，我们采用的方法是力图使研究期间内系统的风险度相等，即等风险度法。这种方法安排设备检修计划的最终目的是使整个研究期间内系统不受设备计划检修停运的影响而保持在预定的水平，即在此期间系统的风险值相等。

第二个问题的处理方法有 2 种，一是修正容量模型，即容量模型最初是按系统内全部装机台数来形成的，在与负荷模型结合计算可靠性指标的过程中，对于安排有计划检修时，则将检修设备从容量模型中通过前述递推公式的逆运算退出。另一种是修正负荷模型，此时按系统装机容量形成的容量模型保持不变，而使检修期间的系统负荷按检修设备的有效容量相应增大。2 种方法各有利弊，前一种方法计算准确，精度好，但计算量大；第二种方法计算量小，但准确度差，对经验的依赖性大。

（三）孤立发电系统可靠性计算原理

衡量发电系统可靠性的唯一判据是系统供电的充分性，即设备随机停运后，系统可用容量是否满足负荷需要量的问题。显然这一问题与系统拥有的有效备用容量密切相关。假设我们以 S_s 表示系统装机容量，P 表示系统负荷模型中一个被研究的负荷值，则系统的备用容量 S_b 可写成

$$S_b = S_s - P \tag{6-5}$$

有时 S_b 也称为系统裕度。

由此，我们便可求出系统的可靠性指标。

$LOLP$（缺电时间概率）是将某一天的日最大负荷与容量模型结合而求得的，即

$$LOLP[S_t \geqslant (S_s - P)] = P(S_t \geqslant S_b) \tag{6-6}$$

式中 S_t 表示停电容量。故 $LOLP$ 是所有 $S_t \geqslant S_b$ 状态的累积概率，可从容量模型中查得。

$LOLE$（缺电时间期望值）通常用来表明某一整个研究期间系统容量小于日最大负荷的天数期望值。

$$\begin{aligned} LOLE(\text{期间}) &= \sum_{j=1}^{n} P[S_t \geqslant (S_{sj} - P_j)] \\ &= \sum_{j=1}^{n} LOLP_j \quad \text{天 / 期间} \end{aligned} \tag{6-7}$$

式中 n——研究期间的总天数；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

P_j——第 j 天的日最大负荷；

S_{aj}——第 j 天的装机容量；

$LOLP_j$——第 j 天的 $LOLP$ 值。

由此，我们便清楚了一个孤立电力系统的可靠性水平求法。$LOLE$ 主要表明了给定条件下备用容量与可靠性的关系。

由上述可知，发电系统可靠性计算的一般步骤如下：

(1) 编制发电机组可靠性数据表，注明机组类型（水、火、核、抽水蓄能等），对水电机组应根据径流量、水库放水等条件确定工作出力。

(2) 安排机组检修计划。在某一时期内计划检修的机组应退出系统，不参加可靠性计算。

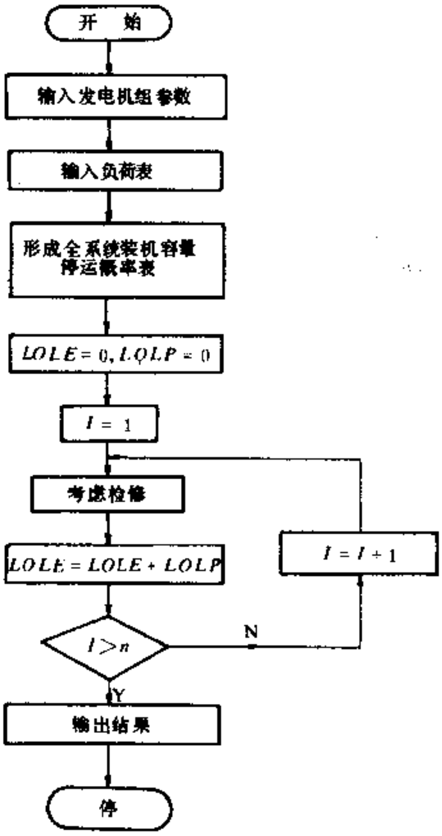


图 6-3 孤立发电系统可靠性计算框图

(3) 应用递推公式 (6-4) 建立发电机组停运容量模型。

(4) 编制负荷原始数据表。

(5) 建立负荷模型。

(6) 应用式 (6-6)、(6-7) 计算系统可靠性指标。

发电系统可靠性一般通过电子计算机来计算，可靠性计算的框图如图 6-3 所示。

(四) 互联发电系统可靠性计算原理

目前，绝大多数区域电力系统都不是孤立运行的，而是通过联络线与其邻近的系统互联。此时，由于互联系统间可能相互提供支援容量，往往使互联双方的可靠性都得到改善。

两个系统互联后，各系统的可靠性不仅与本系统的备用容量有关，而且与其邻近系统可能提供的支援容量有关。

在分析中我们假定了如下条件：

(1) 互联系统双方的发电设备随机故障停运和负荷变化彼此独立。

(2) 互联系统在不影响本身正常供电的前提下，必要时可将全部备用容量向对方提供支援。

此外，联络线的容量及其故障停运情况，显然对互联系统的可靠性具有重大影响，故在分析中必须加以考虑。

设 A 和 B 两系统通过联络线相连，S_{bA}和 S_{bB}为两系统的备用容量。Δx 为容量模型的步长，S_l 为联络线容量。则由于 A 和 B 系统互联，B 系统的可靠性由 $LOLP_B$ 变为 $LOLP'_B$，即

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$LOLP'_{B}(1\text{天}) = LOLP_{B}(1\text{天}) - P''_{r} \tag{6-8}$$

其中

$$P''_{r} = \sum_{k=1}^{m=[S_{bA}/\Delta x]} \Big\{ [P_{B}(S_{bB} + (k-1)\Delta x) - P_{B}(S_{bB} + k\Delta x)] \times [1 - P_{A}(S_{bA} - k\Delta x)] \Big\} \tag{6-9}$$

式（6-8）中，当 $S_{l}<S_{bA}$ 或 $S_{l}<S_{bB}$ 时，两系统相互支援的最大容量便只能限于 S_{l}。显然，这时互联的概率效益将由于联络线的容量限制而减少。但一味增大 S_{l} 容量，由于支援系统的备用容量有限，也不能使 $LOLP$ 减少，此时 $LOLP$ 将趋于极限。

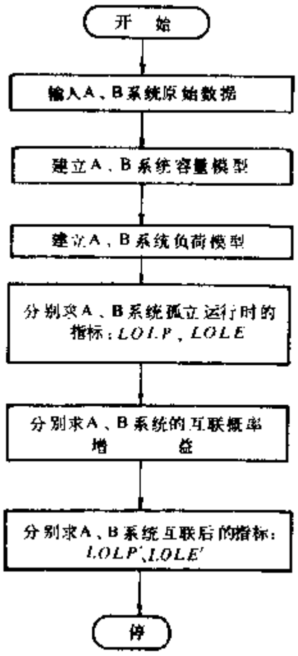


图 6-4　互联系统可靠性计算框图

如考虑联络线的可用率影响，则只要在计算中把联络线的可用率 A_{T} 与 P''_{r} 相乘即可达到反映联络线状态的目的。

若研究期间为 n 天，则

$$LOLE(\text{期间}) = \sum_{i=1}^{n} \Big\{ P_{Bi}(S_{Bi}) - A_{Ti} \sum_{k=1}^{m} [P_{Bi}(S_{Bi} + (k-1)\Delta x) - P_{Bi}(S_{Bi} + k\Delta x)] \times [1 - P_{Ai}(S_{Ai} - k\Delta x)] \Big\} \text{天 / 期间} \tag{6-10}$$

应用以上算法和公式，可以方便地计算互联电力系统的可靠性。它只需要知道互联的两个系统中各元件的基本可靠性指标，下面是计算的一般步骤：

（1）输入原始数据。

（2）形成各子系统的发电系统停运表。

（3）形成各输电元件（变压器、线路）停运表。

（4）形成各子系统负荷停运表。

（5）应用式（6-8）、式（6-10）计算互联系统的可靠性指标。

互联系统的可靠性指标一般也只能通过计算机来计算，程序框图如图 6-4 所示。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第七章 网络方案设计

编者 谭永才 审者 俞䪸

第一节 概 述

一、电网设计的一般内容

电网设计的任务是根据设计期内的负荷需求及电源建设方案，确定相应的电网接线，以满足可靠、经济地输送电力的要求。电网设计内容如下：

1）确定输电方式；

2）选择电网电压；

3）确定网络结构；

4）确定变电所布局和规模。

由于现阶段及以后相当长一段时期内我国的输电方式仍以交流输电方式为主，所以本章主要论述交流输电电网设计的有关问题，而只在最后对辅助的直流输电方式作概略论述。

电网设计的重点往往是对主网网架本身或与其关系最为密切的部分进行设计。研究如何加强主网网架结构，是电网设计最重要的内容之一，也是设计成败与否的关键问题。

电网设计往往是针对具体电网发展中需要解决的问题确定具体内容的。在我国目前的现实条件下，电网设计要解决的主要课题大致为：

1）大型水、火电厂（群）及核电厂接入系统设计，因为这类电厂出线较多，距离也长，如何与电网连接的问题比较复杂，一般需要作专题研究；

2）各大区电网或省级电网的受端主干电网设计；

3）大区之间或省级电网之间联网设计；

4）城市电网设计；

5）大型工矿企业的供电网络设计。

二、电网设计应具备的条件

（1）设计年度用电负荷的电力、电量资料，其中包括总水平，分省、分区及分变电所的电力电量值，以及必要的负荷特性参数。

（2）设计年度电源（现有和新增）的情况，包括电厂位置（厂址）、装机容量、单机容量和机型等；对水电厂，除上述参数以外，还应有不同水文年发电量、保证出力、受阻容量、重复容量、调节特性等参数。

（3）现有电网（包括在建和已列入基建计划的线路和变电所）基础资料，其中包括电压等级，网络接线，线路长度，导线型号，变电所主变压器容量、型式、台数等主要规范资料，一般应具有包罗上述资料的系统现况图（地理接线及单线接线图）。对未来网络规划

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

的发展情况，包括可能架设新线路的路径、长度，以及变电所扩建和待建变电所所址资料应予掌握，以便能够组成足够数量的网络方案。

(4) 送变电设备应落实，并具备必要的技术参数和经济指标。

针对以上设计内容，还应搜集一些特定的已知条件，如进行联网设计时，应已知由联网效益研究所确定的交换功率数值等；进行城网设计时，应掌握城市发展规划、地区用电负荷密度等等。

三、电网设计的基本原则

电网设计的基本原则是满足运行中的安全可靠性，近、远景发展的灵活适应性及供电的经济合理性的要求。

(一) 可靠性

可靠性主要是指应当具有《电力系统安全稳定导则》所规定的抗干扰的能力，满足向用户安全供电的要求，防止发生灾难性的大面积停电。

目前我国已进入发展高电压、大机组、大电网的新阶段。大电网具有很多优越性，但大电网若发生恶性事故的连锁反应，波及范围大，造成的社会影响和经济损失大，因此对大电网的可靠性要求更高。总结我国几十年来电力系统发展趋势及存在的问题，为提高电网可靠性，应执行以下技术准则。

1) 加强受端系统建设；

2) 分层分区应用于发电厂接入系统的原则；

3) 按不同任务区别对待联络线的建设原则；

4) 接受端系统、发电厂送出、联络线等不同性质电网，分别提出不同的安全标准；

5) 简化和改造超高压以下各级电网（包括城网）的原则。

电网建设的经验表明，如果不从宏观上明确电网建设的基本原则，则虽然在网络设计中通过各种手段进行优化，但常常由于计算前提条件不符合客观实际，导致优化结果失真，失去使用价值。

(二) 灵活性

灵活性一是指能适应电力系统的近、远景发展，便于过渡，尤其要注意到远景电源建设和负荷预测的各种可能变化；二是指能满足调度运行中可能发生的各种运用方式下潮流变化的要求。

(三) 经济性

在满足上述要求的条件下，设计方案要节约电网建设费（包括节约钢材、水泥、木材和设备）和年运行费，使年计算费用达到最小。

这三项要求往往受到许多客观条件（如资源、财力、技术及技术装备等）的限制，在某些情况下，三者之间相互制约并会发生矛盾，因此必需进一步研究三个方面之间综合最优的问题。

四、电网设计的安全稳定标准

《电力系统安全稳定导则》及SD131—84《电力系统技术导则（试行）》是按照我国国情制订的电网可靠性标准。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

《电力系统安全稳定导则》主要针对系统稳定、频率与电压稳定，对各种类型、各种单一或多重性故障，将安全稳定的标准分为3级，也可以说规定设立“三道防线”。

1. 第一道防线

第一道防线针对常见的单一故障（例如线路发生瞬间单相接地），以及按目前条件有可能保持稳定运行的某些故障，要求发生这种故障后，电网能保持稳定和对负荷的正常供电。

2. 第二道防线

第二道防线针对概率较低的单一故障，要求在发生故障后能保持电网稳定，但允许损失部分负荷。在某些情况下，为了保持电网稳定，允许采取必要的稳定措施，包括短时中断某些负荷的供电。

3. 第三道防线

第三道防线对大电网是最为重要的最后一道防线，它针对极端严重的单一故障（例如多处同时故障；一回线故障而另一回线越级跳闸或保护拒动、断路器拒动等）。此时电网可能不能保持稳定（如都要保证稳定，必须大量增加建设投资），但是必须从最不利条件考虑，采取预防措施，尽可能使失稳的影响局限于事先估计的可控范围内，防止由于连锁反应造成全网性崩溃的恶性事故。

《电力系统技术导则》把电力网络管理分为受端系统、电源接入系统与系统间联络线3部分，根据各部分的重要性及技术经济条件规定了不同的安全标准，这是与国外的显著不同点。

（1）受端系统的安全标准：

受端系统是电力系统的核心，它的安全稳定是整个系统的基础与关键，因而对它有较高的安全要求：

1）在正常运行情况下，受端系统内发生任何严重单一故障（包括线路及母线三相短路），即$n-1$时，除了保持系统稳定和不得使其他任一元件超过负荷规定这两项要求外，还要求保持正常供电，不允许损失负荷（《电力系统安全稳定导则》对全系统规定应校核计算三相短路，并采取措施保持稳定，但允许损失部分负荷。对受端系统就得按《电力系统技术导则》规定执行）。

2）在正常检修方式下，即受端系统内有任一线路或母线、或变压器检修，而又发生严重单一故障或失去任一元件时，允许采取措施，包括允许部分减负荷的切机、切负荷措施。当然，这必须按照可能的事故预想，作大量分析工作，确定所应采取的措施。规定这一标准的目的是，即使出现这种几率不大的情况，也要保住受端系统，以便完全防止全系统性的大停电事故。

（2）电源接入系统的安全标准：

1）对220kV及以下的线路和已基本建成的500kV网络，原则上执行$n-1$原则，即在正常情况下突然失去一回线时，保持正常送电。

2）在500kV电网建设初期，为了促进500kV电网的发展，只要送电容量不过大，并采用单相重合闸作为安全措施，在加强受端系统的基础上，允许主力电厂初期先以500kV单回线接入系统。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

3）对长距离重负荷的500kV接入系统的线路，为了取得较大的经济效益，可允许利用安全措施在一回线切除时，同时切除相适应的送端电源（对水电厂）或快速压送端电源输出功率（对火电厂），以保持其余线路的稳定运行。允许这样做的基础同样是加强受端系统。

当送端电源容量占全网容量的比例不大时，其电源接入系统的安全标准可比受端系统的低，这是从建立第三道防线，防止全系统性大停电事故的观点考虑的。实际上，受端系统内部线路一般距离短，尚易于加强，而电源接入系统的线路往往很长，建设一回线需要大量投资，稍为降低电源接入系统的安全标准，并采取一些技术上可行的措施加以弥补，具有重大的经济意义。

（3）系统间联络线的安全标准：

系统间联络线的安全标准，应规定联络线路的不同任务区别对待。

1）联络线故障中断时，各自系统要保持安全稳定，这对要求输送较大电力，并正常作经济功率交换的交流或直流联络线尤为重要。

2）对于为相邻系统担负规定（按合同）事故支援任务的联络线，当两侧系统中任一侧失去大电源或发生严重单一故障时，该联络线应保持稳定运行，不应超过事故负荷规定。

3）系统间如有两回（或两回以上）交流联络线，不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行并可传送规定的最大电力。

4）对交直流混合的联络线，当直流联络线单极故障时，在不采取稳定措施条件下，应能保持交流系统稳定运行；当直流线路双极故障时，也应能保持交流系统稳定运行，但可采取适当的稳定措施。

我国系统的安全稳定标准与国外的相比有如下特点：

1）针对稳定标准分三级，设立三道防线，重点强调第三道防线。

2）保持三相短路时的系统稳定，主要靠加速故障切除时间等稳定措施，经济有效。

3）对严重的多重化故障，如要保持稳定将需大量投资，因而允许局部失稳，但不仅要采取技术措施，而且要从电网结构上创造条件，以防止发展为全系统的大停电事故。

4）电力网络分三部分，分别规定不同的安全稳定标准，主要是在考虑节约总体投资的条件下，加强受端系统。

第二节　电力网的电压等级选择

一、电力网电压选择的原则

输电电压及合理的电压系列的选择是一个涉及面很广的综合性问题，除考虑送电容量、距离、运行方式等多种因素外，还应根据动力资源的分布及工业布局等远景发展情况，进行全面的技术经济比较。

选定的电压等级应符合国家电压标准3、6、10、35、63、110、220、330、500、750kV。

根据我国工业发展速度快的特点，电压等级不宜过多，以减少变电重复容量，同一地区、同一电力网内，应尽可能简化电压等级。各级电压级差不宜太小。根据国内外经验，110kV以下（或称电网配电电压等级），电压级差一般在3倍以上，110kV及以上（或称电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

网输电电压等级)，电压级差一般在 2 倍左右。

我国现有电网的电压等级的配置大致分为两类，即 110/220/500kV 及 110/330kV。220kV 以下电压等级的配置则为 10/63/220kV 及 10（6）/35/110/220kV 两种系列。

网络设计中不应选用非标准电压，某些地区由于历史原因，网内已存在的非标准电压应限制其发展，当具备条件时可逐步进行升压改造。利用原有线路升压，是提高和解决送电容量的一项比较经济而有效的措施。如东北电网原有的 154kV、44kV 的线路分别已升压改造为 220kV、63kV 线路。

选定的电压等级要能满足近期过渡的可能性，同时也要能适应远景系统规划发展的需要，故在确定电压等级时应了解动力资源的分布与工业布局，考虑电力负荷增长、新建电厂容量等情况。

在确定电压系列时应考虑到与主系统及地区系统联网的可能性，故电压等级应服从于主系统及地区系统。如果照顾地区特点不可能采用同一种电压系列，应研究不同系统互联的可能措施。

如果是跨省电网之间的联络线，则应考虑适应大工业区与经济体系的要求，进一步建成一个统一的联合系统，最好采用单一的合理的电压系列。

大容量发电厂向系统送电，考虑出现高一级电压一回线还是低一级电压多回线向系统送电，与该电厂在系统中的重要性有关。

对于单回线供电系统，在输电电压确定后的一回线送电容量与电力系统总容量应保持合适的比例，以保证在事故情况下电力系统的安全。

是否发展新的高一级电压，应根据工程现实要求、目前电网的基础、科研和设备供应的可能性等因素综合考虑。

二、电力网电压等级选择

电网电压选择，应根据线路送电容量和送电距离，参考下节所述的电网结构设计方法，拟出几个包含有参选电压等级的网络结构方案，进行技术经济比较而选定。下面一些数据及公式可供初选电压等级时参考。

（1）美国 NEMA（美国电气设备制造商协会）的调查数据见表 7-1。

表 7-1　　美国 NEMA（美国电气设备制造商协会）调查数据

输电电压（kV）	输送容量（MW）	输电电压（kV）	输送容量（MW）
115～161	100	500	1200
230	250	765	2500
345	600		

（2）前苏联不同电压输电线路的使用范围见表 7-2。

表 7-2　　前苏联不同电压输电线路的使用范围

输电电压（kV）	输送容量（MW）	传输距离（km）
330	250	500～1000
	500	200～500

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

输电电压（kV）	输送容量（MW）	传输距离（km）
500	500	500～1500
	1000	250～850
	1500	150～650
750	1000	900～1700
	1500	700～1400
	2000	500～1000

（3）前苏联采用的如下经验公式可供参考

$$U_e = 1000/\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}} \tag{7-1}$$

式中 U_e——额定电压（kV）；

P——送电容量（MW）；

L——送电距离（km）。

根据式（7-1）计算所得值，就近选择国家标准电压值。

（4）我国各级电压输送能力统计见表 7-3。

表 7-3 我国各级电压输送能力统计

输电电压（kV）	输送容量（MW）	传输距离（km）
0.38	0.1 及以下	0.6 及以下
3	0.1～1.0	1～3
6	0.1～1.2	4～15
10	0.2～2.0	6～20
35	2～10	20～50
110	10～50	50～150
220	100～500	100～300
330	200～1000	200～600
500	600～1500	400～1000

（5）从控制电力损失角度选择电压等级。电压等级与电网电力损失有密切的关系。在一般情况下，即送电线路采用铝导线、电流密度 0.9A/mm²、受端功率因数为 0.95 的条件下，各级电压线路每公里电力损失的相对值近似为

$$U_e = \frac{5L}{\Delta P(\%)} \tag{7-2}$$

式中 ΔP（%）——每公里电力损失的相对值；

U_e——线路的额定电压（kV）；

L——线路长度（km）。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

送电线路的电力损失正常不宜超过5%，由式（7-2）可求得各级电压（kV）合适的送电距离（km）。

第三节 网络结构设计一般方法

网络设计一般有常规设计方法（传统方法）和优化设计方法。虽然优化设计方法利用计算机手段，将技术、经济和优化方法综合为一体，确定最优电网结构，对提高电网设计质量和速度很有帮助，但由于其尚处于发展阶段，在工程上只能作为辅助手段。目前电网设计实际采用的是常规设计方法。

常规设计方法一般分为方案形成和方案检验两个阶段。

一、方案形成

方案形成阶段的任务是根据输电容量和输电距离，拟订几个可比的网络方案。目前，方案拟订还是由技术人员来完成，它很大程度上依赖于设计者的经验。

送电距离的确定，一般是在有关的地形图上量得长度，再乘以曲折系数1.1～1.15（这是个经验数字，各个地区可以根据地形复杂情况选用，或应用实际积累的数值）。作业时可参考同路径已运行的线路实际长度，或取送电线路可行性研究后的设计长度。

送电容量的确定，是应用第三章中的电力电量平衡方法，将一个待设计的电网分成若干个区域（行政区或供电区），在每个区域内根据其负荷与装机容量进行电力（或电量）平衡，观察各区内电力余缺，从而可以明确哪些地区盈余，哪些地区不足，哪些电厂属区域性电厂，哪些电厂属地区性电厂，电力是从哪里送给哪个地区的。简言之，就可以确定各地区间的送电容量。

待设计电网的送电距离和送电容量确定后，应用本章第八节关于送电线路输电能力的数据、以往类似工程实例以及设计者的经验，即可拟出几个待选的网络连接方式。

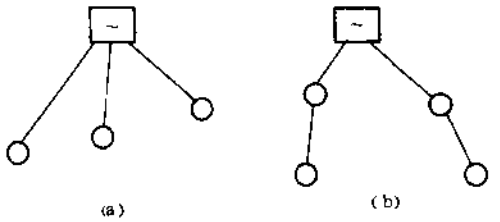


图7-1 无备用网络

(a) 单回路放射式；(b) 单回路链式

由于现代电力网络的结构愈来愈复杂，所以设计时没有标准模式可套用，一般应根据其规划年份内的负荷分布、数量大小、用电特性及其供电距离等进行考虑。现代电力网的结构只能非常近似地加以描述和分类。

从可靠性角度分，电网接线基本上可分为无备用网络和有备用网络两大类。无备用网络又可分为单回路放射式和单回路链式（如图7-1所示）；有备用网络又分为双回路放射式、双回路链式、环网和双回路与环网混合型等（如图7-2所示）。

从电网结构繁简程度分，并从如何分析、控制稳定水平着眼，电网结构可分为简单结构和复杂结构两种。属于简单结构的电力系统是分析机电暂态过程时可以归结为等值两机系统的电力系统。如果在分析电力系统机电暂态过程时不能归结为两机系统，则电力系统应该用3台或更多台等值发电机来表示，这就应属于复杂结构的电力系统了。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

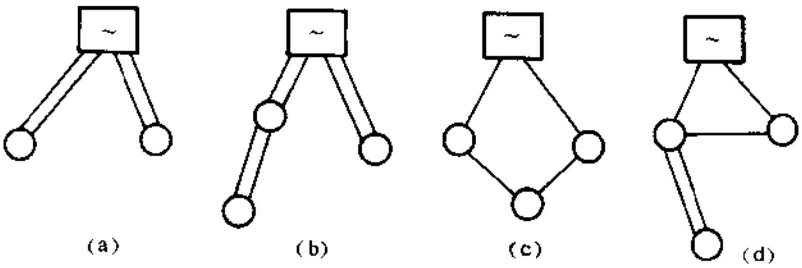


图 7-2 有备用网络

(a) 双回路放射式；(b) 双回路链式；(c) 环网；(d) 双回路与环网混合型

简单结构的电力系统宜分为以下几种类型（如图 7-3 所示）：

Ⅰ. 与大容量联合电力系统相连的功率过剩的电力系统（或供电地区）；

Ⅱ. 从大容量联合电力系统获取功率的功率不足的电力系统（或供电地区）；

Ⅲ. 通过强联络线相连的两个容量相仿的电力系统；

Ⅳ. 通过弱联络线相连的两个电力系统。

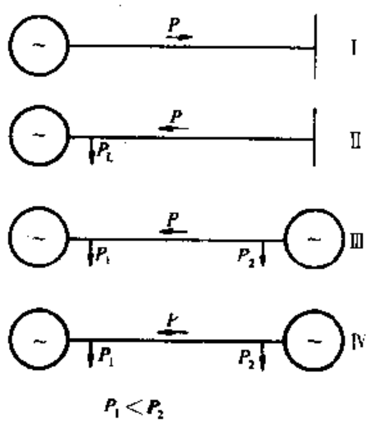


图 7-3 简单结构的电力系统

复杂结构的电力系统可分为以下几种类型（如图 7-4 所示）：

Ⅴ. 放射形三机系统；

Ⅵ. 链形系统；

Ⅶ. 辐射形系统；

Ⅷ. 环形系统；

Ⅸ. 多回路系统。

在确定具体系统应属于哪种类型时，电力系统的运行方式、电力系统各个地区发电和负荷功率的比例关系、以及联络线输送能力和被联系电力系统的容量对比关系等因素起着

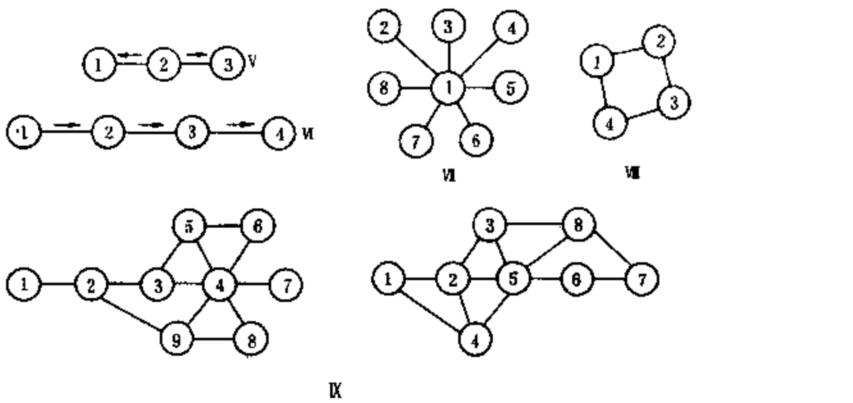


图 7-4 复杂结构的电力系统

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

重要作用。例如，同一个电力系统在不同运行方式下可能属于结构类型Ⅰ或Ⅱ，这取决于联合电力系统相连的联络线上功率潮流的方向。两个电力系统在正常运行方式下属于结构类型Ⅱ，在开断一回平行线后，就可能属于结构类型Ⅳ。

所建议的9种典型结构不是唯一可能的分类方案。

在设计电网方案时，可分为静态电网设计法和动态电网设计法。静态电网设计法只对未来一个水平年的电网接线方案进行研究，因而又称水平年规划法。动态电网设计法将设计期分为几个年度并考虑其过渡问题。

二、方案检验

方案检验阶段的任务是对已形成的方案进行技术经济比较，其中包括电力系统潮流、调相、调压计算，稳定电流、短路电流、工频过电压、潜供电流计算及技术经济比较等。

在进行网络方案检验的同时，还可以根据检验得到的信息，增加或修改原有的网络方案。

潮流计算分析。主要是观察各方案是否满足正常与事故运行方式下送电能力的需要。在正常运行方式下，各线路潮流一般应接近线路的经济输送容量，各主变（联变）的潮流应小于额定容量。在$n-1$的事故（包括计划检修的情况）下，线路潮流不应超过持续允许的发热容量，变压器应没有长时期过负荷现象。

暂态稳定计算。检验各方案是否满足在SDJ161—85《电力系统设计技术规程》所规定的关于电网结构设计所规定的稳定标准下，电力系统能保持稳定。这些标准主要是：

(1) 单回线输电网络中发生单相瞬时接地故障重合成功。

(2) 同级电压多回线和环网发生单相永久接地故障重合不成功及无故障断开不重合（对于水电厂的直接送出线，必要时采用切机措施）。

(3) 主干线路各侧变电所同级电压的相邻线路发生单相永久接地故障重合不成功及无故障断开不重合。

(4) 核电厂送出线出口及已形成回路网络结构的受端主干网络发生三相短路不重合。

(5) 任一台发电机（除占系统容量比例过大者外）跳闸或失磁。

(6) 系统中任一大负荷突然变化（如冲击负荷或大负荷突然退出）。

以上故障时网络结构必须满足系统稳定运行和正常供电。

还应核算以下故障型式：

(1) 单回线输电网络发生单相永久接地故障重合不成功。

(2) 同级电压多回线，环网及网络低一级电压的线路发生三相短路不重合。

以上故障时可采取措施保持系统稳定运行，但允许损失部分负荷。

电力系统设计一般可仅对推荐方案和少数主干网络比较方案进行静态和暂态稳定计算，但若根据系统特点能判别哪类稳定起控制作用时，则可只进行这类稳定计算（必要时进行动态稳定计算）。

稳定计算应注意分析过渡年份接线及某些系统最小运行方式的稳定性。

当系统稳定水平较低时，应采取提高稳定的措施，如设置中间开关站，串联电容补偿、调相机、静止无功补偿器以及电气制动，送端切机，汽轮机快关和受端切负荷等。系统设

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

计可根据电网具体情况初步分析并推荐一种或几种措施，为下阶段进行专题研究提供依据。

1. 短路电流计算

短路电流计算的主要目的是选择新增断路器的额定断流容量，提出今后发展新型断路器的额定断流容量，以及研究限制系统短路电流水平的措施（包括提高变压器中性点绝缘水平）。

系统设计应按远景水平年计算短路电流，选择新增断路器时应按设备投运后10年左右的系统发展容量进行计算，对现有断路器进行更换时还应按过渡年计算。

系统设计中应计算三相和单相短路电流，如单相短路电流大于三相时，更应研究电网的接地方式以及接地点的多少等。

当短路电流水平过大而需要大量更换现有断路器时，电力系统规划设计中，首先应研究限制短路电流的措施。

2. 调相、调压计算

无功补偿应满足系统各种正常及事故运行方式下电压水平的需要，达到经济运行的效果，原则上应使无功就地分层分区基本平衡。

无功补偿一般选用分组投切的电容器和电抗器，当系统稳定有特殊要求时，应研究装设调相机或静止无功补偿器。

经调相、调压计算，在系统各种运行方式下变电所母线的运行电压不符合电压质量标准时，应研究增加无功补偿设备满足电压质量标准，在增加无功补偿设备后电压波动幅度仍不能满足要求时，可选用有载调压变压器。除上述情况外，有载调压变压器一般应装设在供、配电网络中。

自耦变压器需有载调压时，宜采用中压侧线端调压。

选择变压器的额定电压及其抽头时，应考虑系统远景发展潮流变化的需要。

3. 工频过电压

330～350kV网络的工频过电压水平，线路断路器的变电所侧及线路侧应分别不超过网络最高相电压（有效值，kV）的1.3及1.4倍。采用氧化锌避雷器时，工频过电压水平可适当提高，线路侧过电压可提高到1.5倍。

工频过电压计算应以正常运行方式为基础，加上一重非正常运行方式及一重故障型式。

正常运行方式包括过渡年发电厂单机运行、网络解环运行等，非正常运行方式包括联络变压器退出运行、中间变电所的1台主变压器退出运行、故障时局部系统解列等。但单相变压器组有备用相时，可不考虑该变压器组退出运行。

故障型式可取线路一侧发生单相接地三相断开或仅发生无故障三相断开两种情况。

工频过电压计算中，发电机用恒定暂态电势E'_d和暂态电抗X'_d代表，负荷用恒定阻抗代表。

4. 潜供电流计算

潜供电流的允许值取决于潜供电弧自灭时间的要求，潜供电流的自灭时间等于单相自动重合闸无电流间隙时间减去弧道去游离时间，单相自动重合闸无电流间隙时间要结合系统稳定计算决定，弧道去游离时间可取0.1～0.15s，并考虑一定裕度。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

计算潜供电流及恢复电压应考虑系统暂态过程中两相运行期间系统摇摆情况，并以摇摆期间潜供电流最大值作为设计依据。

选用高压并联电抗器中性点接小电抗、快速单相接地开关或良导体架空地线作为限制潜供电流的措施，应根据系统特点结合其他方面的需要进行论证。

5. 经济比较

用第十五章所述的方法进行经济比较。静态电网设计法只对未来一个水平年的电网接线进行经济比较，在进行费用比较时，可以不考虑资金的贴现；动态电网设计法进行费用比较时，要计及资金的时间价值。

上述技术经济比较是选择电网方案的重要因素，但不是唯一的决定因素。选择方案时，还应综合考虑下列因素：

1）主干电网结构；

2）厂内接线；

3）运行灵活性；

4）是否便于过渡；

5）电源、负荷变化的适应性；

6）对国民经济其他部门的影响；

7）国家资源（如土地、劳力、矿藏等）利用政策；

8）国家物资、设备的平衡；

9）环境保护和生态平衡；

10）工程规模和措施是否与现有技术水平相适应；

11）缩短建设工期和改善技术经济指标的可能性和必要性；

12）建设条件和运行条件；

13）对人民生活条件的影响；

14）对远景发展的适应情况等。

综上可得网络结构设计的步骤如下：

1）确定负荷水平及电源安排；

2）进行电力电量平衡以明确输电线的送电容量及送电方向；

3）核定送电距离；

4）拟订电网方案；

5）进行必要的电气计算；

6）进行技术经济比较；

7）综合分析，提出推荐方案。

第四节 发电厂接入系统

一、发电厂接入系统的原则

1. 分层的原则

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

所谓分层原则，是指按网络电压等级，即网络的传输能力大小，将电网划分为由上至下的若干结构层次。为了合理地充分发挥各级电压网络的传输效益，一般说来，不同容量的电厂（和负荷）应当分别接到相适应的电压网络上。

在受端系统建设主力电厂，不能单纯着眼于就地供应负荷。作为大电网还有一个主要作用是实现对受端系统的电压支持，提高全网的稳定水平，以接受更多的由远方电源送来的电力。建设电厂就地供应负荷，只是大电网形成以前的习惯概念。在发展大电网以后，从提高电网的稳定性与灵活性，简化电厂与网络接线或取得短路电流的合理配合，从选择配置断路器等设备考虑，将大容量的电厂接入相适应的高压电网，并由高压电网向地区负荷供电，已是世界各国发展的共同趋势。

2. 分散外接电源的原则

发电厂接入系统大致可划分两种方式：一种是电源母线（联网）方式，一种是单元式。

从国内外重大电网事故的分析，总结出一个有关电网结构方面的结论，必须引起充分注意。在电网小的时候如发生事故，希望不要切去电源，因为电源有限，否则会损失更多负荷，但对于大电网，要防止全网性崩溃，这种保电源的观点应该改变。若系统发生了故障，要做到在减少输电能力的同时，甩去相适应的电源容量。这种着重保全网而不是着重保留个别电源的观点，是保证在严重故障时不发生恶性连锁反应，防止全网性崩溃瓦解事故的一条十分重要的经验。

根据我国电网的实际情况，电网愈大，愈宜采用单元式电厂接入方式，因为这种结构方式可以满足上述要求，即在结构上为消除恶性连锁反应提供前提。

采用单元式接入系统方式，是防止一组送电回路输送容量过于集中的有效方法。当某一组送电回路发生故障时，只有此一组送电回路的电厂处于送电侧，其他送电回路的电厂皆处于受电侧，加强了对受端系统的支持，这样不仅使一个本来很复杂的电网稳定问题变成接近于单机对无穷大系统的方式，而且通过稳定计算分析及运行实践都证明，单元式接入系统与在送电侧将几个单元互联的方式比较，会得到更高的稳定水平或更大的输送容量。

分散外接电源与加强受端系统是从结构上保证电网安全稳定运行相辅相成的两个重要方面。分散外接电源可以避免严重事故时出现因负荷转移而扩大为停电事故，也就是为了能与受端系统相配合，使任何一个送电回路的电力不过于集中，从而使受端系统真正发挥电网核心作用。

二、发电厂的机组容量

(1) 发电厂的机组容量，应根据系统内总装机容量和备用容量、负荷增长速度、电网结构和制造厂供货情况等因素进行选择。

(2) 在条件具备时，应优先采用大容量机组，但为使调度运行不至发生困难，最大机组容量一般不超过系统总容量的8%～10%。对形成中的电力系统，若负荷增长迅速或较快就可连入其他大电力系统时，可根据具体情况进行技术经济论证后，选用较大容量的机组。

(3) 为便于生产管理，一个厂房的机组台数以不超过6台为宜；同容量机、炉应尽量

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

采用同一制造厂的同一型式，其配套设备的型式也应尽量一致。

三、发电厂接入系统的电压等级

发电厂接入系统的电压，应根据发电厂的规划容量、分期投入容量、机组容量、发电厂在系统中的地位、发电厂供电范围内电网结构和电网内原有电压等级的配置等因素来选定。

此外，尚应考虑调度运行与事故处理的灵活性。选择断路器时，应尽可能不超过制造厂可能提供的最大断路容量数值，并注意其对提高全电网稳定的作用。

为简化电厂接线，发电厂接入系统的电压一般不超过两种（不包括发电机电压）。

大容量电厂接入系统时，如果现有电网最高电压不能满足其送电要求，需要向高一级电压发展时，必须结合电网的发展进行专题研究，此时应特别注意以下因素：

(1) 规划容量需从燃料、供水和除灰等条件加以落实，并根据国民经济的方针政策进行综合分析。它直接关系到电厂是否需要出现（预留）高一级（如高于220kV）电压的问题。

(2) 对区域性电厂的本地负荷应正确估计，以确定电厂外送电力，当电厂位于发展中地区时，因其地区负荷变动范围较大而使外送电力也在较大范围内变动，设计的电厂接入系统远、近期的电压和网络应与此相适应。

(3) 对电厂外送电力必须分析其集中程度，即各送电方向的送电距离和容量，因为它是引起电厂出现高一级电压的主要因素。

(4) 百万千瓦以上容量的区域性电厂，应考虑其外送电力大小、送电距离和电网电压等级配置等，考虑出现高于220kV等级电压的可能性。

一定规模的电厂或机组，应直接接入相应一级的电压电网。在负荷中心建设的主力电厂宜直接接入相应的高压主网。

300MW及以上机组，应结合电厂规划容量，经技术经济论证以确定直接接入220～500kV中哪一级电压的电网。单机容量为100～200MW的机组，一般宜直接接入220kV电压电网。

为简化电网结构，提高系统安全稳定水平，节约投资，主力电厂应研究不设高压母线，而采用发电机变压器线路组的单元方式直接接入枢纽变电所。

对于带部分地区负荷而主要向远方送电的主力电厂，必要时可以出两级电压（不超过两级）。直接接入地区电压电网的机组，应与当地负荷相适应，以避免不必要的二次变压。

对于受端系统内的主力电厂，也可以分两部分机组接入地区电压电网，但出线的电压不应超过两级。当受端系统联系比较紧密时，应简化电网结构，避免电磁环网。如采用联络变压器，则应经过技术经济论证。

四、发电厂与系统连接的网络方案

电厂与系统连接的网络方案，应注意远近结合、由近及远地进行多方案技术经济比较，其推荐方案应技术上先进、合理利用能源、简化系统接线、过渡方便、运行灵活、切实可行和经济可靠地向系统供电，对电力系统中的不确定因素和变化因素应作敏感性分析。

电厂与系统连接的网络方案，应从实际出发，根据电厂设计规模或水、火电厂不同的

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

特点，有针对性地做工作。譬如：对于区域性大厂，应重点研究该电厂与大系统的有关问题；对于地区性电厂，宜重点研究该电厂与地区系统的有关问题；对于水电厂，则应重视研究扩大联网后发挥调峰或补偿调节效益等问题。

设计发电厂送电的电网结构时，应注意在发生严重事故（考虑实际可能的多重故障）时，防止因负荷转移引起恶性连锁反应，还应注意避免一组送电回路的输送容量过于集中，在发生严重事故时，因失去电源容量过多而引起受端系统崩溃。

（1）每一组送电回路的输送能力应保证送出所接入的发电厂容量。

（2）除共用一组送电回路的电源外，应避免远方的大电源与大电源在送端连在一起；送到同一方向的几组送电回路不宜在送端连在一起，如技术经济效益较大，需要在其送端或中途连在一起时，必须能在严重事故时将其可靠快速地解列。

（3）送到不同方向的几组送电回路，如在送端连在一起，必须考虑在事故时具备快速解列或切机等措施，以防止由于负荷转移而扩大事故。

水电厂的送电回路的传输能力，应能适应丰水期水电大发和调峰的需要。为利用季节性电能专门架设长距离的线路，可在进行技术经济论证后确定。

发电厂接入系统的送电回路，在正常情况下突然失去一回时，除必须保持系统稳定外，一般还应能保持继续正常送电。

在建设500kV电网初期，只要送电功率占受端系统容量不过大，主力电厂可先用单回线接入系统，但失去这回线时，应有保持受端系统电压与频率稳定性的措施。

对采用两回及多回超高压（500kV）长距离重负荷线路的接入系统设计，可以考虑在严重事故情况下，采用远方和就地切除水电机组或快速压火电机组出力等技术措施，以保证电网安全稳定，但在电厂设计中需要同步设计与建设可靠的遥控通道。

发电厂出线的导线截面一般应用远景正常代表性运行方式的潮流按经济电流密度选定，并运用严重运行方式的潮流来检验其导线的发热是否允许。在大城市或人口密集地区，由于出线走廊拥挤，发电厂出线宜采用大截面导线或双回线路。

第五节　受端系统与联络线设计

一、受端系统设计

受端系统是电力系统的一个组成部分，它是以集中负荷地区为中心，包括区内和近邻的电厂在内，用较密集的网络将枢纽变电所和这些电源连接在一起，以接受外部及远方电源输入的电力及电量。

电力系统规划、设计中，要加强和逐步扩大相邻主要负荷集中地区（包括电源）内部及其彼此间的网络连接，以最终形成坚强的受端。受端系统在各种正常与检修条件下，应满足如下要求：

（1）受端系统内发生任何严重单一故障（包括线路及母线三相短路）时，应能可靠地快速切除，以保持系统稳定。

（2）突然失去任一元件（线路或变压器）时，不得使其他元件超过事故过负荷的规定。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

在正常运行方式下，应同时保持正常供电；在正常检修方式下，也要满足上述两项要求，但允许采取必要的措施（如切机、切负荷等）。

为保持电力系统具有较高的稳定水平，应力求减少受端系统的电源阻抗，使受端系统主网的电压母线维持一定的短路容量水平，在振荡时该母线电压不过低；如受端系统缺乏直接接入主网电压的地区主力电源，经技术经济论证对保证全系统稳定有较大效果时，可装设适当容量的大型调相机组。

受端系统应有无功功率事故补偿能力，当大容量送电电源线路突然切去一回，或当地区电厂最大容量的一台调相机组（发电机）突然切除时，应保持受端枢纽变电所高压母线事故后电压下降不超过正常值的5%～10%（设计时选用低值），以保证地区负荷不间断供电。特殊的系统情况下，可以连锁切负荷、压机组出力或切机。

受端系统中大城市负荷中心的枢纽变电所容量不宜过于集中。

(1) 当任一变电所全停时，不致引起受电地区全停，同时应采取自动措施，以保证重要负荷的安全供电。

(2) 有利于简化低一级电压网络，实现分片供电。

加强受端系统应加强受端系统内部的最高一级电压的网络联系，并加强受端系统的电压支持，即创造条件在受端系统内建设直接接入最高一级电压网络的主力电厂。

满足上述要求的受端系统，一是能提供足够的短路容量（即具有小的受端阻抗）和足够大惯性的接近相对无穷大系统，二是由于联系紧密，可以在各种暂态情况下使内部所有的同步电机成为保持同步运行的一个整体。对这样一个受端系统，只要每一个外部电源送来的有功功率占整个系统总容量的比重不过大，当任何一个外部电源发生支路故障，受端系统都能把其余的外部电源拉在一起同步运行，形成一机对无穷大的格局。这是接近于保持系统安全稳定的理想模式。即使这个故障的电源支路对系统失去同步或全部解列，都易事先采取可行的措施予以处理，不会发展为全网性大停电事故。所以说受端系统是整个电力系统的核心，只要受端系统安全稳定，就可以保证全系统的安全稳定。

受端系统越强，越有能力接受外部远方大容量电厂送人的大量电力，也具有较高的灵活性，易于处理电源建设和负荷发展的不定因素给建设和运行带来的问题。

二、系统联络线设计

1. 联络线的效益

系统间联络线的传输能力，包括输电方式、电压等级及回路数，应结合电网的具体条件，按规划确定的性质和作用进行考虑。

系统间建设联络线要进行可行性研究，确定其性质与作用，并具体分析联网的技术经济效益，包括：

1) 可增大的电网总的供电能力；

2) 可减少的电源备用（装机容量）；

3) 可提高的可靠性指标；

4) 可得到的错峰效益与调峰效益；

5) 可提高的有功功率经济交换的效益，包括水火电综合利用，跨流域水电补偿效益

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

等；

6）建设联络线可节约连接两个地区电网的送变电及有关设施的投资及运行费用。

2. 联网的结构方式

（1）一点联网。系统与系统间只是在一点（同杆并架双回线）联网。运行中易于控制，事故时易于采取措施。

（2）环形联网。

（3）大环联网。

系统间有两回（或两回以上）交流联络线时，不宜构成弱联系的大环网，并要考虑其中一回断开时，其余联络线应保持稳定运行并可转送规定的最大电力。

对交、直流混合的联络线，当直流线路单极故障时，在不采取稳定措施的条件下，应能保持交流系统稳定运行。当直流线路双极故障时，也应能保持交流系统稳定运行，但可采取适当的措施。

对于要求输送较大电力，并在正常情况下作功率交换的交流或直流联络线，要考虑联络线输送电力所占受电侧系统负荷的比重不宜过大，而与受电侧系统备用容量及有关措施相适应，同时在联络线故障中断时，要保持各自系统的安全稳定运行。

对于为相邻系统担负规定（按合同）事故支援任务的联络线，当两侧系统中任一侧系统失去大电源或发生严重单一故障时，该联络线应保持稳定运行，并不应超过事故负荷的规定。

3. 联络线的电压等级

联络线电压等级的选择，应按照所需要传输的电力电量、线路距离的长短等因素来确定，一般宜与主网最高一级电压相一致。如采用低压线路联网，不仅传输容量有限，而且联网效益也不易发挥。

4. 保持联络线负荷的稳定性

对于交流联络线，两侧系统的主要电厂都应配备自动发电控制装置，实现联络线功率的偏差自动控制，这样才能随时保持每一侧系统内的供需基本平衡，而不致当一侧系统的负荷发生波动时，通过联络线对另一侧自然地吸入或吸出过多的电力。这项措施应作为联网的必要条件。

5. 防止事故造成不良的连锁反应

对一侧系统来说，联络线是电源线，而对另一侧来说则是负荷线路。

通过联络线的最大功率，不应在任一侧系统中占较大比重。如系统备用容量为负荷的20%时，联络线的传输电力一般不应大于较小一侧系统容量的10%。这是考虑到为了当联络线突然断开时，不致对任何一侧系统带来严重的后果。

另一方面，由于联网，一侧系统的事故可以通过联络线而波及另一侧系统。如何防止因联网而扩大事故，也是规划、设计联网和实际运行中要解决的问题。因此，当两个系统通过联络线发生失步或任一侧系统事故造成电压崩溃或造成联络线过负荷时，都应有相应措施，防止由于连锁反应而扩大事故。若由联络线受电的一侧系统内失去电源而导致联络线跳闸时，则其后果比没有联络线时更为严重。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第六节　主变压器选择

一、主变压器容量和台数

(一) 发电厂主变压器容量和台数的确定

1. 具有发电机电压母线的主变压器

连接在发电机电压母线与系统之间的主变压器容量，应按下列条件计算。

(1) 当发电机电压母线上最小负荷时，能将发电机电压母线上剩余容量送入系统，但可不考虑出现频率极少的最小负荷的特殊情况。

(2) 当发电机电压母线上最大一台发电机组停用时，能由系统供给发电机电压的最大负荷。在电厂分期建设过程中，在事故断开最大一台发电机组的情况下，通过变压器向系统取得电能时，可以考虑变压器的允许过负荷能力和限制非重要负荷。

(3) 根据系统经济运行的要求（如充分利用丰水季节的水能）而限制本厂输出功率时，能供给发电机电压的最大负荷。

(4) 按上述条件计算时，应该考虑负荷曲线的变化和逐年负荷的发展。特别注意发电厂初期运行，当发电机电压母线负荷不大时，能将发电机电压母线上的剩余容量送入系统。

(5) 发电机电压母线与系统连接的变压器一般选用两台。对主要由发电机电压供电、而系统电源仅作为备用的地方电厂，则允许只装设一台主变压器作为发电厂与系统间的联络。对小型发电厂，接在发电机电压母线上的主变压器宜设置一台。对装有两台主变压器的发电厂，其变压器容量按能承担70%的电厂容量选择，即当其中一台主变压器退出运行时，另一台主变压器仍能承担全部电厂的容量。

2. 单元接线的主变压器

发电机与主变压器为单元连接时，主变压器的容量可按下列条件中的较大者选择：

(1) 按发电机的额定容量扣除本机组的厂用负荷后，留有10%裕度。

(2) 按汽轮发电机组的最大连续输出容量扣除本机组的厂用负荷。

当采用扩大单元接线时，应采用分裂绕组变压器，其容量应等于按上述 (1) 或 (2) 算出的两台机组容量之和。

3. 连接两种升高电压母线的联络变压器

(1) 满足两种电压网络在各种不同运行方式下，网络间的有功功率和无功功率的交换。

(2) 其容量一般不小于接在两种电压母线上最大一台机组的容量，以保证最大一台机组故障或检修时，通过联络变压器来满足本侧负荷的要求；同时也可在线路检修或故障时，通过联络变压器将其剩余容量送入另一侧系统。

(3) 为了布置和引接的方便，联络变压器一般装设一台，最多不超过两台。

(4) 联络变压器一般采用自耦变压器。在按上述原则选择容量时，要注意低压侧接有大量无功设备的情况，必须全面考虑有功功率和无功功率的交换，以免限制自耦变压器容量的充分利用。

(二) 变电所主变压器容量和台数的确定

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1. 主变压器容量的确定

(1) 主变压器容量一般按变电所建成后5~10年的规划负荷选择，并适当考虑到远期10~20年的负荷发展。对于城郊变电所，主变压器应与城市规划相结合。

(2) 根据变电所所带负荷的性质和电网结构来确定主变压器的容量。对于有重要负荷的变电所，应考虑当一台主变压器停运时，应保证用户的一级和二级负荷；对一般性变电所，当一台主变压器停运时，其余变压器容量应能保证全部负荷的70%~80%。

(3) 同级电压的单台降压变压器容量的级别不宜太多，应从全网出发，推行系列化、标准化。

2. 主变压器台数的确定

(1) 对大城市郊区的一次变电所，在中、低压侧已构成环网的情况下，变电所以装设两台主变压器为宜。

(2) 对地区性孤立的一次变电所或大型工业专用变电所，在设计时应考虑装设3~4台主变压器的可能性。

(3) 对于规划只装设两台变压器的变电所，应结合远景负荷的发展，研究其变压器基础是否需要按大于变压器容量的要求设计，以便负荷发展时，有调换更大容量的变压器的可能性。

(三) 油浸变压器的过负荷能力

考虑事故情况下的变压器容量时，可利用变压器的短时过负荷能力。

1. 正常运行方式下允许的过负荷

高峰负荷时，变压器正常允许的过负荷时间可参见表7-4。

表7-4 变压器正常允许过负荷时间 (min)

过负荷倍数	过负荷前上层油温（℃）						
	17	22	28	33	39	44	50
	允许连续运行						
1.05	350	325	290	240	180	90	
1.10	230	205	170	130	145	10	
1.15	170	145	110	80	35		
1.20	125	100	75	45			
1.25	95	75	50	25			
1.30	70	50	30				
1.35	55	35	15				
1.40	40	25					
1.45	25	10					
1.50	15						

2. 事故时允许的过负荷

事故时，变压器允许的过负荷能力见表7-5。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 7-5　　　　变压器事故允许过负荷

过负荷倍数		1.3	1.6	1.75	2.0	2.4	3.0
允许时间 (min)	户内	60	15	8	4	2	50 (s)
	户外	120	45	20	10	3	1.5 (s)

3. 冷却系统故障时，变压器允许的过负荷

油浸风冷变压器，当冷却系统发生事故而切除全部风扇时，允许带额定负荷运行的时间不超过表 7-6 所规定的数值。

表 7-6　　　　风扇切除时，变压器允许过负荷

环境温度（℃）	−15	−10	0	+10	+20	+30
额定负荷下允许的最长时间（h）	60	40	16	10	6	4

强迫油循环风冷及强迫油循环水冷的变压器，当事故切除冷却系统时（对强迫油循环风冷指停止风扇及风泵，对强迫油循环水冷指停止水泵及油泵），在额定负荷下允许的运行时间为：

1）容量为 125MVA 及以下者为 20min；

2）容量为 125MVA 以上者为 10min。

按上述规定，油面温度尚未到 75℃时，允许继续运行，直到油面温度上升到 75℃为止。

二、主变压器型式的选择

（一）相数的选择

1. 发电厂、变电所主变压器相数的选择

选择主变压器的相数，需考虑如下原则：

(1) 当不受运输条件限制时，在电压为 330kV 及以下的发电厂和变电所，应尽可能选用三相变压器。

(2) 当发电厂与系统连接的电压为 500kV 时，经过技术经济比较，以确定是选用三相变压器，还是在容量过大而制造有困难时选用两台同容量的三相变压器或单相变压器组。对于单机容量为 300MW、并直接升压到 500kV 的，一般选用三相变压器。

(3) 对于 500kV 变电所，除需考虑运输条件外，尚应根据所供负荷和系统的情况，分析一台（或一组）变压器故障或停电检修时对系统的影响。

2. 备用相设置的原则

(1) 在发电厂选用单相变压器组时，可根据系统和设备情况，确定是否需要装设备用相。为节约投资，当地区内发电厂之间距离较近、运输条件较方便，而且采用的变压器型式相同时，则可考虑两个发电厂或几个发电厂合用一台备用相。

(2) 对 500kV 变电所的单相变压器组，应考虑一台变压器故障或停电检修时，对电力系统工频过电压的影响，经技术经济论证后确定是否需要装设备用相。对于容量、阻抗、电压等技术参数相同的两台或多台主变压器，首先应考虑共用一台备用相。备用相是否需要采用隔离开关和切换母线工作相互连接，可根据备用相在替代工作相的投入过程中，是否

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

允许较长时间停电和变电所的布置条件等工程具体情况确定。

（二）绕组数量和连接方式的选择

1. 发电厂、变电所主变压器绕组数量

（1）最大机组容量为125MW及以下的发电厂，当有两种电压等级向用户供电或与系统连接时，宜采用三绕组变压器，每个绕组的通过容量应达到该变压器额定容量的15%及以上。两种电压等级的三绕组变压器一般不超过两台。

（2）对于200MW及以上的机组，其升压变压器一般不宜采用三绕组变压器。

（3）联络变压器一般应选用三绕组变压器，其低压绕组可考虑接高压厂用起动/备用变压器或无功补偿装置。

（4）在具有三种电压的变电所中，如通过主变压器各侧绕组的功率均达到该变压器容量的15%以上，或低压侧虽无负荷，但在变电所内需装设无功补偿设备时，主变压器宜选用三绕组变压器。

（5）对深入至负荷中心、具有直接从高压降为低压供电条件的变电所，为简化电压等级或减少重复降压容量，可采用双绕组变压器。

2. 绕组连接方式

变压器绕组的连接方式必须和系统电压相位一致，否则不能并列运行。电力系统采用的绕组连接方式一般是Y和△，高、中、低三侧绕组如何组合要根据具体工程来确定。

我国110kV及以上电压变压器绕组都采用Y连接；35kV亦采用Y连接，其中性点多通过消弧线圈接地。35kV以下电压，变压器绕组都采用△连接。

由于35kV采用Y连接方式，与220、110kV系统的线电压相角位移为0°（相位0点），这样当电压比为220/110/35kV，高、中压为自耦连接时，变压器的第三绕组如向35kV供电，其连接方式就不能选用三角形接法，否则从电压相位看就不能与现有35kV系统并网。因而设计中应选用三个或两个绕组全星形接线的变压器。

（三）选用自耦变压器时应注意的问题

自耦变压器与同容量的普通变压器相比具有很多优点。如消耗材料省，造价低；有功和无功损耗低，效率高；由于高、中压线圈的自耦联系，阻抗小、对改善系统稳定性有一定作用；可以扩大变压器的制造容量，便利运输和安装。

自耦变压器一般用于如下几种情况：

（1）单机容量在125MW及以下，且用于升高两级电压，与之相联系的电网均为直接接地系统，其送电方向主要由低压送向高、中压侧，或从低压和中压送向高压侧，而无高压和低压同时向中压侧送电要求者（为达此目的，可按中压侧负荷要求，适当增加接到中压侧绕组的容量），此时自耦变压器可作发电机升压变压器之用。

（2）大容量发电厂，用来作高压和中压系统之间联络用的变压器。

（3）在220kV及以上的变电所中，宜优先选用自耦变压器。

自耦变压器虽有上述许多优点，但也存在一些缺点，选用时应予以注意。

1. 效益问题

在普通变压器中全部容量是靠磁场从一次侧传输到二次侧的，而在自耦变压器中，有一

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

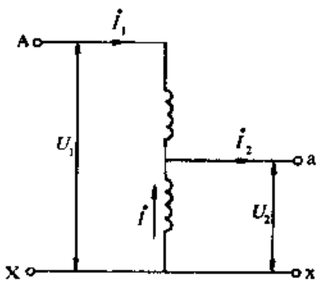


图 7-5 自耦变压器的原理接线

部分能量则是不经过变换而直接传输的，如图 7-5 所示。

当不考虑自耦变压器的损耗和励磁电流时，可认为一次侧的通过容量和二次侧的通过容量相等，两者有效值的关系即

$$U_1I_1=U_2I_2=U_2(I_1+I)=U_2I_1+U_2I \tag{7-3}$$

式中 U_1——一次侧电压；

U_2——二次侧电压；

I_1——一次侧电流（串联绕组中的电流）；

I_2——二次侧电流；

I——公共绕组中的电流。

从式（7-3）看出，自耦变压器的二次侧容量系由两部分组成、一部分是通过自耦变压器的串联绕组电路直接传输过来，即公式的前一项 U_2I_1，另一部分是通过公共绕组的电磁感应传输过来，即公式中的后一项 U_2I。

U_1I_1 或 U_2I_2 称为自耦变压器的通过容量，即所谓自耦变压器的额定容量。该容量标注在变压器的铭牌上。

U_2I 为自耦变压器公共绕组的容量，一般称为电磁容量，或叫做计算容量。自耦变压器的尺寸和材料消耗量仅决定于电磁容量。假定 k_{12}为自耦变压器绕组一次侧和二次侧的电压比，则由式（7-3）写出自耦变压器的电磁容量和通过容量的关系为

$$U_2I=U_2I_2\left(1-\frac{1}{K_{12}}\right)=U_2I_2K_x \tag{7-4}$$

式中 $K_x=1-\dfrac{1}{K_{12}}$ 。

K_x 称为自耦变压器的效益系数。K_x 永远小于 1，K_{12}越小，K_x 也就越小；K_{12}增大，K_x 也增大。由此可见，当两个电网的电压等级接近时，采用自耦变压器的经济效益是显著的；反之，若电压相差很大，则其经济效益就不大。因此，实际应用的自耦变压器，其电压比一般在 3∶1 的范围内较合适。

2. 运行方式及过负荷保护

由于自耦变压器公共绕组的容量最大只能等于电磁容量，因此在某些运行方式下自耦变压器的传输容量不能充分利用，应注意自耦变压器（与普通变压器相比）在通过容量方面的特殊性。

(1) 升压自耦变压器因其低压绕组布置在高、中压绕组之间，当低压绕组停止运行时，由于自耦变压器高、中压绕组之间漏磁增加而引起大量附加损耗，此时自耦变压器高、中压绕组相互间的通过容量要小于额定容量。

(2) 通过自耦变压器低压绕组的容量不能超过其电磁容量，即容量为自耦变压器额定容量的 K_x 倍（K_x 为自耦变压器高、中压的电压差与高压侧电压的比，称为效益系数），因为自耦变压器低压绕组一般是按等于或小于电磁容量设计的。

(3) 当自耦变压器低、高压侧同时向中压侧送电时（或中压侧向高、低压侧同时送电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

时)，自耦变压器的公共绕组往往先满载（公共绕组容量一般等于电磁容量），使高、低压侧容量不能充分利用。此时自耦变压器各电压侧通过容量可按下式计算

$$P_1^2+\left(\frac{P_3}{K_x}\right)^2+2\frac{P_1P_3}{K_x}\cos(\varphi_3-\varphi_1)=1 \tag{7-5}$$

式中 P_1——自耦变压器高压侧传输至中压侧和低压侧传输至中压侧的功率以自耦变压器额定容量为基准的标么值；

P_3——中压侧传输至高压侧和中压侧传输至低压侧的功率以自耦变压器额定容量为基准的标么值。

当自耦变压器高压侧为220kV、中压侧为110kV电压时，根据式（7-5）可绘出 P_1、P_3 的关系曲线如图7-6所示。

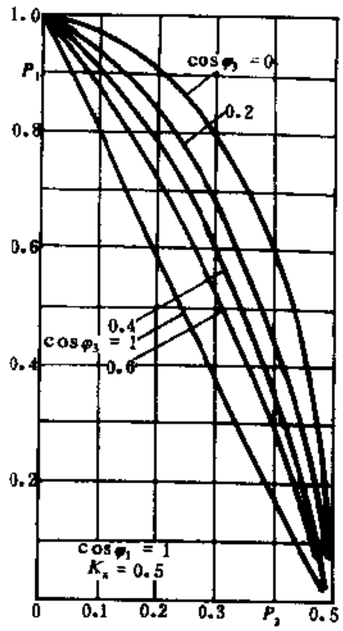


图7-6 自耦变压器高、低压侧同时向中压侧送电（或中压侧同时向高、低压侧送电）时通过容量关系曲线

从图7-6的曲线可知，当自耦变压器低压侧向中压侧传输容量达到电磁容量时，高压侧就不能向中压侧送电。但如果低压侧向中压侧传输容量低于电磁容量时，则高压侧尚能向中压侧补充部分容量，并且补充传输的这部分容量可以大于电磁容量与低压侧传输到中压侧的容量之差。

由上可知，虽然自耦变压器与同容量的普通变压器相比在经济上有其优越性，但在发电厂中应用一般应有所限制。

（1）送电方向主要是低、中压侧向高压侧时，自耦变压器作升压变压器较合适，因为此时允许更多的机组接入中压母线，节约高压变压器和断路器，自耦变压器的容量也能充分利用。

（2）当高、中压系统交换功率较大时，把降压型式（低压绕组布置在最里层）的自耦变压器作为高、中压系统的联络变压器较为合适，低压绕组不与发电机连接，不供任何负荷或仅供附近少量负荷或作厂用电系统的备用电源。

（3）经常运行方式为低、高压侧向中压侧送电或低压侧向高、中压侧送电时，用自耦变压器作升压变压器不适宜，因为此时自耦变压器的容量不能充分利用。

由于自耦变压器在其他方面的特点，使用时还应结合短路容量、通信干扰、继电保护和电压调整等因素综合考虑。

3. 阻抗问题

当低压绕组接有调相机（或电容器组）、并联电抗器，并向高压侧送出或吸收无功时，要注意自耦变压器高、低压绕组间阻抗偏大这一特点。有时因阻抗大，使调相机无功发不出去，或在吸收大量无功时，低压侧母线电压偏低，从而使无功设备不能充分发挥作用。解

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

决途径是减少阻抗或改变变压器的变比。前者将使低压侧短路电流增大，造成设备选择较困难，后者则比较容易实现。

4. 中性点接地问题

在电力系统采用自耦变压器后，自耦变压器的中性点必须直接接地或经小电抗接地，以免高压网络发生单相接地时，自耦变压器中压绕组出现过电压。

5. 继电保护问题

由于自耦变压器高压侧与中压侧有电的联系，有共同的接地中性点并直接接地，故自耦变压器零序保护的装设与普通变压器不同。自耦变压器高、中压侧的零序电流保护应接于各侧套管电流互感器组成的零序电流过滤器上，并根据选择性的要求装设方向元件。

另外，在某些情况下，自耦变压器低压侧发生接地故障、纵联差动保护灵敏度不满足要求时，要根据具体情况装设零序电流差动保护。

6. 过电压问题

自耦变压器中的冲击过电压比普通变压器要严重得多，其原因是：①高、中压侧绕组有电的联系，高压侧出现的过电压波能直接传到中压侧；②从高压侧线路上进入的冲击波加在自耦变压器的串联绕组上，而串联绕组的匝数通常比公共绕组的匝数少得多，因此，在公共绕组中感应出来的过电压大大超过侵入波的幅值。过电压保护规程规定，应在自耦变压器的两个自耦合绕组出线上装设避雷器。当采用氧化锌避雷器时，高压与中压侧的避雷器额定电压尚应有必要的配合。

（四）全星形接线变压器使用中的问题

1. 3 次谐波电流问题

3 次谐波电流的产生：由于铁芯磁化曲线为一组非线性曲线，当外施电压为正弦波时，磁通实际上也将是正弦波，而励磁电流的无功分量却因磁化曲线的非线性而呈非正弦波。反之，如果励磁电流是正弦波，也因非线性关系而使相电压和磁通呈非正弦波（为平顶波）。只要是非正弦波就可用傅立叶级数分解出基波、3 次谐波等一系列谐波分量。3 次谐波电流和绕组接线组别有关，而 3 次谐波磁通和铁芯构造有关。

当变压器铁芯为三相三柱时，若接线组别为 Y，y，虽电源电压是正弦形的，但因相绕组并不直接接电源，相绕组上的端电压不一定是正弦形，而励磁电流为正弦形（因为 3 次谐波电流无通路）。这样 3 次谐波磁通只能经过铁芯、空气和外壳等部件而构成回路。由于回路磁阻很大，3 次谐波磁通受到很大削弱，所以，即使 3 次谐波磁通势不小，但产生的 3 次谐波磁通以及 3 次谐波电动势却不大，可保持相电压基本上是正弦形的。必须指出，就是这个较小的 3 次谐波磁通，会使铁轭部件和油箱等铁磁物体产生附加的铁损耗，降低变压器的效率并引起局部过热。这种铁芯结构和绕组连接方式的变压器容量不能做得太大，一般多用于 1800kVA 以下。

如果在上述情况下，附加上一个△绕组（称△接线第三绕组），则情况就不同了，此时很小的 3 次谐波磁通就要在△绕组内产生一个 3 次谐波电流，它所产生的三次谐波磁通，就要抵消原来铁芯中的三次谐波磁通，从而使铁芯中的合成磁通基本呈正弦波。对磁路来说，它的作用与一次侧有 3 次谐波励磁电流的情况是一样的，磁通和相电压都接近于正弦波形，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附加损耗问题也不存在，所以在大容量的变压器中，当需要在一次侧、二次侧都接成星形时，在铁芯柱上需加一个△绕组，其目的就是为3次谐波电流提供通路，从而保证主磁通和相电压接近于正弦波，附加损耗和局部过热的情况也大为改善。

若变压器为Y，yn、YN，y接线组别的自耦变压器，则由于有中性线，3次谐波电流可以流通，这样励磁电流中就含有3次谐波电流成分，从而使相电压和磁通保持正弦波。这与上述在铁芯柱上加一个△绕组的情况一样。因此，如无其他要求，具有这几种绕组接线组别的变压器，就可不再附加△绕组。

当铁芯为三相五柱式或3个单相变压器组合式时，若接线组别Y，y，同三相三柱式情况不同的是这种变压器3次谐波磁通有通道，3次谐波磁通没有被削弱，结果在相绕组里感应3次谐波电动势。如图7-7所示。

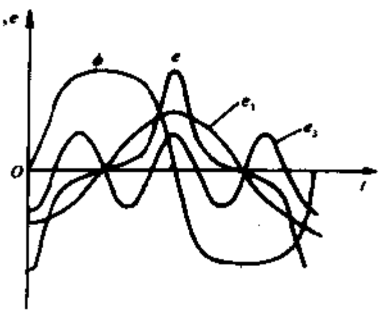


图 7-7 平顶波磁通产生电动势波形

若接线组别分别为Y_N，y，则同三相三柱式情况。

基波和3次谐波磁通在相绕组里感应出电动势e_1，e_3，它们分别落后ϕ_1、$\phi_3$90°。把e_1、e_3加起来就是相绕组电动势e，可以看出e是尖顶波。由于e_3在三相绕组里都是同相位，不出现在线电压里，从一、二次侧线绕组来看，线电压均为正弦波形。相电压则不同，如果变压器设计时，铁芯磁通密度取得过高，则饱和程度严重，这种尖峰电压可能比正常相电压超过较大数值，对相绕组绝缘产生很大威胁。特别是在大容量超高压变压器里，威胁更大，所以大容量超高压变压器一般不采用全星形接线组别，如要采用，则需增加一个△绕组。

若变压器为Y，yn、yN，y，接线组别的自耦变压器，则和三相三柱式中分析的一样，如无其他要求，也可以不要附加△绕组。

三次谐波电流的危害：从系统运行角度要求，电压波形应尽量接近于正弦波，因此变压器的励磁电流中必定含有3次谐波电流。当流有3次谐波电流的输电线路与通信线并列且距离很长时，3次谐波电流对通信线路有严重的干扰作用。设计时要考虑使通信线路尽量远离输电线路，更不要平行架设。采用了具有△绕组的自耦变压器，亦可起到分流线路3次谐波电流的作用。

目前我国所用的全星形变压器全为自耦型，电压比多为220/110/35、330/220/35、330/110/35kV。采用全星形接线组别，可便于35kV侧与电网并列运行。由于330、220、110kV均为中性点直接接地系统，系统的零序阻抗较小，所以自耦变压器的绕组对线路3次谐波的分流作用已不是很显著，从而更有可能采用全星形变压器。

2. 零序阻抗问题

采用三相三柱式全星形自耦变压器时，高、中压侧中性点又必须直接接地，单相短路零序电流很大，其零序磁通路径和3次谐波一样，只有通过铁芯、空气和外壳而构成回路。零序磁通在外壳中将感应产生涡流，这些涡流与三相绕组零序电流反向，外壳表现为一个

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附加△绕组的作用。由于零序磁阻大，从而使零序电抗比正序电抗小。

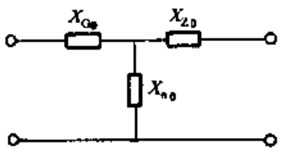


图 7-8 三绕组自耦变压器零序等值电路图

对于三柱式自耦 Y_N，yn0 点钟接线的变压器，要得到其准确的零序电抗值，只有依靠试验，因为制造厂一般不提供该数据。这给设计运行带来不便。三绕组自耦变压器的零序等值电路见图 7-8。

图 7-8 中 X_{n0}为包含有外壳△绕组作用的零序励磁电抗（如有低压△绕组则也包含在内）。高压零序电抗 X_{G0}、中压零序电抗 X_{z0}和低压零序电抗 X_{n0}通过变压器的开路和短路试验来确定，下面简单介绍确定方法。

一般低压星形绕组变压器用于非直接接地系统，所以只要在高压和中压之间做试验，即：

（1）高压侧加零序电压，中压侧开路（低压侧开路），得

$$X_{G0} + X_{n0} = A \tag{7-6}$$

（2）中压侧加零序电压，高压侧开路（低压侧开路），得

$$X_{z0} + X_{n0} = B \tag{7-7}$$

（3）高压侧加零序电压，中压侧三相对中性点短路（低压侧开路），得

$$X_{G0} + \frac{X_{z0}X_{n0}}{X_{z0} + X_{n0}} = C \tag{7-8}$$

（4）中压侧加零序电压，高压侧三相对中性点短路（低压侧同上），得

$$X_{z0} + \frac{X_{G0}X_{n0}}{X_{G0} + X_{n0}} = D \tag{7-9}$$

根据上述 4 个实测数 A、B、C、D 可推出

$$X_{n0} = \sqrt{B(A - C)} \tag{7-10}$$

$$X_{G0} = A - X_{n0} \tag{7-11}$$

$$X_{z0} = B - X_{n0} \tag{7-12}$$

最后以 $D = X_{z0} + \frac{X_{G0}X_{n0}}{X_{G0} + X_{n0}}$计算值与实测 D 值校核其正确性。

顺便指出，对于有△接线第三绕组的自耦变压器，其零序电抗可直接按制造厂提供的零序短路电抗的 8%来计算。不必再做试验。

3. 操作过电压问题

实测和模拟试验表明，全星形接线变压器的操作过电压要比有△接线第三绕组的变压器低。原因是无△绕组时，操作变压器或进行单相跳、合闸操作时，三相之间彼此影响较小，当有△绕组后，由于绕组内有电流通过，就会使一相的高压绕组与另二相的高压绕组产生耦合作用，所以操作过程电压就高。

4. 继电保护问题

由于全星形变压器各侧电流间无相位差，纵差保护侧电流互感器可以接成星形或三角形，电流互感器星形接线简单、二次负载轻、单相接地故障时保护灵敏度高，所以只要在变压器外部故障时不误动作，电流互感器宜按星形接线（一般只要整定值大于额定电流 I_e，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

即可用星形接线)。而当采用晶体管差动继电器时，由于整定值为(0.3～0.5)I_e，其电流互感器宜接成三角形。

当采用全星形自耦变压器时，由于高、中压侧之间的零序电抗很小，而接地支路的零序电抗又比较大，往往会出现高、中压侧线路对侧的零序后备保护与主变压器高、中压侧零序保护不能配合。设计中必须对各种运行方式采取措施，以免中压侧线路或高压侧线路发生单相接地时，造成高压侧对侧线路或中压侧对侧线路越级跳闸。

三、主变压器阻抗和电压调整方式的选择

(一) 主变压器阻抗的选择

变压器的阻抗实质就是绕组间的漏抗。阻抗的大小主要决定于变压器的结构和使用的材料。当变压器的电压比和结构、型式、材料确定之后，其阻抗大小一般和变压器容量关系不大。

从电力系统稳定和供电电压质量考虑，希望主变压器的阻抗越小越好；但阻抗偏小又会使系统短路电流增加，高、低压电器设备选择遇到困难；另外阻抗的大小还要考虑变压器并联运行的要求。主变压器阻抗的选择要考虑如下原则：

(1) 各侧阻抗值的选择必须从电力系统稳定、无功分配、继电保护、短路电流、调相调压和并联运行等方面进行综合考虑，并应以对工程起决定作用的因素来确定。

(2) 对双绕组普通变压器，一般按标准规定值选择。

(3) 对三绕组的普通型和自耦型变压器，其最大阻抗是放在高、中压侧还是高、低压侧，必须按上述第(1)条原则来确定。目前国内生产的变压器有“升压型”和“降压型”两种结构。“升压型”的绕组排列顺序为自铁芯向外依次为中、低、高，所以高、中压侧阻抗最大；“降压型”的绕组排列顺序为自铁芯向外依次为低、中、高，所以高、低压侧阻抗最大。

(二) 主变压器电压调整方式的选择

变压器的电压调整是用分接开关切换变压器的分接头，从而改变变压器变比。切换方式有两种：不带负荷切换，称为无励磁调压，调整范围通常在±5%以内；另一种是带负载切换，称为有载调压，调整范围可达20%～30%。

选择有载调压方式的原则如下：

(1) 对于220kV及以上的降压变压器，仅在电网电压可能有较大波动的情况下，采用有载调压方式，一般不应选用。

(2) 对于110kV及以下的变压器，设计时宜考虑至少有一级变压器采用有载调压方式。

(3) 发电厂的升压变压器，当发电机运行出力昼夜变化大时；发电厂与电网连接的联络变压器，其传输功率的送受方向昼夜变化多时，设计中应优先考虑选用有载调压方式。

超高压电网中广泛采用自耦变压器，自耦变压器有载调压方式，有公共绕组中性点侧调压、串联绕组末端调压及中压侧线端调压等三种。应根据变压器的电压、容量、运行方式要求进行选择。

(1) 中性点侧调压方式。中性点侧调压方式的优点是调压绕组及调压装置的工作电压低，绝缘水平要求较低。三相变压器可使用三相分接开关，分接头电流较小，因而造价低、

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

可靠性高。但这种调压方式在调压时，第三绕组电压会出现电压偏移现象，当升高中压侧电压时，同时将降低低压侧的电压。另外，调压过程中，主绕组的感应电动势亦随之变化，从而可能出现过励磁现象，如果第三绕组连接有电抗器、电容器或调相机等调相设备，会更加剧电压升高的数值，使运行特性变坏。在发电厂中，如用于联络变压器，低压绕组不接任何电源，将可减轻调压问题所造成的困难。因此，中性点侧调压方式适用于容量较小、电压较高、变化较大的自耦变压器。

（2）中压侧线端调压方式。它是将有载分接开关直接接于中压侧出线端部的中压侧线端调压方式，其最大优点是在高压侧电压保持不变、中压侧电压变化时，可以按电压升高与降低相应地增加或减少匝数，保持每匝电动势不变，从而保证自耦变压器铁芯磁通密度为一恒定数值，消除了过激磁现象，使第三绕组电压不致发生波动。如果高压侧电压变化时，变压器的激磁状态虽然也会发生变化，影响到低压侧的电压数值，但这种变化远较中性点调压方式为小，并不会大于电压变化范围。这种调压方式在调压过程中，会引起变压器的电抗参数变化和效益系数改变。在制造方面，当高压侧受到电压冲击时，对具有电气直接联系的中压侧调压绕组和切换装置，需要加强保护，其绝缘水平亦要求较高，造价也随之提高。因此，中压侧线端调压适用于中压侧电压变化较大的情况。当自耦变压器主要是将高压侧电能向中压侧传输，同时低压侧负荷较小且高压侧电压变化时所受影响不大时，为保持与此联系的电网的电压水平，可考虑采用这种调压方式。

（3）串联绕组末端调压方式。在高压侧进行直接调压的串联绕组末端调压方式，也是一种保证铁芯磁通密度恒定的线端调压方式。它可以在中压侧电压不变、高压侧电压变化时，改变匝数，保证低压电压稳定。但是，随着可调电压提高，对调压绕组和分接开关的绝缘水平要求更高，切换电流也大，结构更为复杂，在制造技术上会遇到更大的困难。对调压绕组的空间位置、连接方式以及和其他绕组的相互位置，都要进行最佳选择，以保证调压过程中的电抗偏离最少。因此，串联绕组末端调压适用于大容量自耦变压器高压侧电压变化较大的情况。

需要指出的是，在500kV超高压电网中，一般均具有足够的无功功率调整手段（调整直接升压至500kV电压的发电机无功，调整500kV降压变电所中低压侧可投切的无功设备），使电网中的无功功率在各种运行方式下基本就地平衡，从而保证了合格的电压波动。因此，今后的发展趋势是用调整无功容量的方法来替代有载调压分接头。尽量在供电网络中的变压器上选用有载调压方式，减少用户端的电压波动，这样在经济上和技术上更为有利。

第七节　电气主接线

电气主接线是构成电力系统的重要环节，是电力系统设计和发电厂、变电所电气设计的主要部分。主接线的确定与电力系统整体及发电厂、变电所本身运行的可靠性、灵活性和经济性密切相关，并且对电气设备选择、配电装置布置、继电保护和控制方式的拟定有较大影响。因此，必须正确处理好各方面的影响，全面分析其相互关系，通过技术经济综合比较，合理确定主接线方案。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一、概述

（一）主接线设计的基本要求

主接线应满足可靠性、灵活性和经济性三项基本要素。

1. 可靠性

供电可靠性是电力生产和分配的首要任务，主接线首先应满足这个要求。

（1）研究主接线可靠性应注意的问题：

1）应重视国内外电力系统内长期运行的实践经验及其对可靠性的定性分析，主接线可靠性的衡量标准是运行实践，至于可靠性的定量分析，由于我国起步较迟，基础数据积累较短及计算方法尚不够完善，因此目前计算数值还不够准确，设计时可作为参考量；

2）主接线的可靠性要包括一次部分和相应组成的二次部分在运行中的可靠性的综合；

3）主接线的可靠性在很大程度上取决于设备的可靠程度，采用可靠性高的电气设备可以简化接线；

4）要考虑所设计的发电厂、变电所与电力系统连接的紧密程度以及在电力系统中的地位和作用。

（2）主接线可靠性的具体要求：

1）断路器检修时，不宜影响对系统的供电；

2）断路器或母线发生故障以及母线计划检修时，应尽量减少进出线停运的回路数和停运的时间，并要保证对一级负荷及全部或大部分二级负荷的供电；

3）尽量避免发电厂、变电所全部停运的可能性。

大型电厂和超高压变电所在系统中的地位非常重要，因其供电容量大、范围广，发生事故可能使系统稳定发生破坏、甚至电网瓦解，造成巨大损失。为此，对大型电厂、超高压变电所的电气主接线提出了可靠性的特殊要求。

对于单机容量（或扩大单元）为300MW及以上的发电厂：

1）任何断路器检修，不能影响对系统的连续供电；

2）任何一回进出线断路器故障或拒动以及母线故障，不应切除一台以上机组和相应的线路；

3）任何一台断路器检修和另一台断路器故障或拒动相迭加，以及当母线分段或母线联络断路器故障或拒动时，不应切除两台以上的机组和相应的线路；

4）对于单机容量为300MW的电厂，经过论证，在保证系统稳定和发电厂不致全停的条件下，允许切除两台以上机组。

对于330～500kV变电所：

1）任何断路器检修，不应影响对系统的连续供电；

2）除母联及分段断路器外，任何一台断路器检修期间，同时发生另一台断路器故障或拒动以及母线故障，不宜切除三个以上回路。

2. 灵活性

主接线应满足在调度运行、检修及扩建时的灵活性。

（1）调度运行中应可以灵活地投入和切除发电机、变压器和线路，调配电源和负荷，满

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

足系统在事故、检修以及特殊运行方式下的系统调度运行要求。

（2）检修时，可以方便地停运断路器、母线及其继电保护设备，进行安全检修而不致影响电力网的运行和对用户的供电。

（3）扩建时，可以适应从初期接线过渡到最终接线。在影响连续供电或停电时间最短的情况下，投入新装机组、变压器或线路而不互相干扰，并且使一次、二次部分的改建工作量最少。

3. 经济性

主接线在满足可靠性、灵活性等要求的前提下应做到经济合理。

（1）投资省。

1）主接线应力求简单，以节省断路器、隔离开关、电流和电压互感器、避雷器等一次设备；

2）要能使继电保护和二次回路不过于复杂，以节省二次设备和控制电缆；

3）要能限制短路电流，以便于选得廉价的电气设备或轻型电器；

4）如能满足系统安全运行及继电保护要求，110kV 及以下终端或分支变电所主接线应尽量简单。

（2）占地面积小。主接线设计要为配电装置布置创造条件，尽量使占地面积减少。

（3）电能损失少。经济合理地选择主变压器的种类（如双绕组、三绕组或自耦变压器）、容量、数量，要避免因两次变压而增加电能损失。

此外在系统规划设计中，要避免建立复杂的枢纽操作点。为简化主接线，发电厂、变电所接入系统的电压等级一般不超过两种。

（二）选择主接线的依据

在选择电气主接线时，应以下列各点作为设计依据：

1. 发电厂、变电所在电力系统中的地位和作用

（1）电力系统中的发电厂有大型主力电厂、中小型地区电厂及企业自备电厂三种类型。大型主力火电厂靠近煤矿或沿海、沿江地区，并接入 330～500kV 超高压电网；地区电厂靠近负荷中心的城镇，一般接入 110～220kV 电网，也有接入更高一级电压电网的；企业自备电厂则以对本企业供电供热为主，并与地区电网相连；中小型电厂常用发电机电压馈线向附近供电。

（2）电力系统中变电所有系统枢纽变电所、地区重要变电所和一般变电所三种类型。一般系统枢纽变电所汇集多个大电源，进行系统功率交换和以高压供电，电压为 330～500kV；地区重要变电所电压为 220～330kV；一般变电所多为终端和分支变电所，电压为 110kV，但也有 220kV 的。

2. 发电厂、变电所的分期和最终建设规模

（1）发电厂的机组容量，应根据电力系统规划容量、负荷增长速度和电网结构等因素进行选择，最大机组的容量选择一般以占系统总容量的 8%～10%为宜。一个厂房内的机组，其台数以不超过 6 台、容量等级以不超过两种为宜。

（2）变电所的建设规模应根据 5～10 年电力系统发展规划进行设计。一般装设两台

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（组）主变压器；当技术经济比较合理时，330～500kV 枢纽变电所也可装设 3～4 台（组）主变压器；终端或分支变电所如只有一个电源时，可只装设一台主变压器。

3. 供电负荷的数量和性质

（1）对于一级负荷必须有两个独立电源供电，且当任何一个电源失去后，能保证对全部一级负荷不间断供电。

（2）对于二级负荷一般要有两个独立电源供电，且当任何一个电源失去后，能保证全部或大部分二级负荷的供电。

（3）对于三级负荷一般只需要一个电源供电。

4. 系统备用容量大小

（1）电力系统中需要设置有一定数量的备用容量，一般不宜小于发电负荷的 20%～25%，以适应负荷的突然增长、机组设备的检修和事故停运等各种情况。

（2）装有 2 台（组）及以上主变压器的变电所，其中一台（组）事故断开，其余主变压器的容量应仍能保证该所 70%的全部负荷，在计及过负荷能力后的允许时间内，应仍能保持向用户的一级和二级负荷供电。

系统备用容量的大小将会影响运行方式的变化，例如：检修母线或断路器时，是否允许线路、变压器或发电机停运；故障时允许切除部分线路、变压器和机组的数量等。设计主接线时，应充分考虑这些因素。

二、6～220kV 主接线

6～220kV 高压配电装置的接线分为：

（1）有汇流母线的接线。如单母线、单母线分段，双母线、双母线分段，为断路器检修而增设旁路母线或旁路隔离开关，以及适应电力系统的需要部分重要厂（所）也可设计成一个半断路器的接线型式等。

（2）无汇流母线的接线。如变压器——线路组合的单元接线、桥形接线和角形接线等。



图 7-9　变压器线路单元接线

6～220kV 高压配电装置的接线方式，决定于电压等级及出线回路数。按电压等级的高低和出线回路数的多少，有一个大致的适用范围。

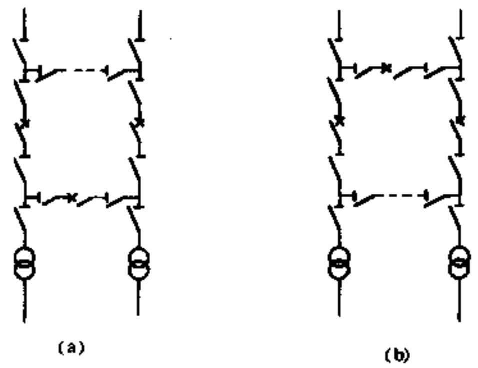


图 7-10　桥形接线

（a）内桥形接线；（b）外桥形接线

1. 变压器——线路单元接线（图 7-9）

（1）优点：接线最简单，设备最少，不需高压配电装置。

（2）缺点：线路故障或检修时，变压器要停运；变压器故障或检修时，线路要停运。

（3）适用范围：只有一台变压器和一回线路时；当发电厂内不设高压配电装置、直接将电能送至系统枢纽变电所时。

2. 桥形接线（图 7-10）

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

当两个变压器——线路单元接线相互连接时，可接成桥形接线。连接桥断路器装于靠近主变压器侧，称内桥形接线；连接桥断路器装于靠近出线侧，称外桥形接线。

（1）内桥形接线：

1）优点：高压断路器数量少，四个元件只需三台断路器。

2）缺点：①变压器的切除和投入较复杂，需操作两台断路器并影响一回线路暂时停运；②连接桥断路器检修时，两个回路需解列运行；③出线断路器检修时，线路要在此期间停运。

3）适用范围：适用于容量较小的发电厂、变电所，并且变压器不经常切换或线路较长、故障率较高的情况。

（2）外桥形接线：

1）优点：同内桥形接线。

2）缺点：①线路的切除和投入较复杂，需操作两台断路器，并有一台变压器暂时停运；②连接桥断路器检修时，两个回路需解列运行；③变压器侧断路器检修时，变压器需在此期间停运。

3）适用范围：适用于容量较小的发电厂、变电所，并且变压器的切换较频繁或线路较短、故障较少的情况。当线路有穿越功率时，也宜采用外桥形接线。

3. 3～5 角形接线（图 7-11）

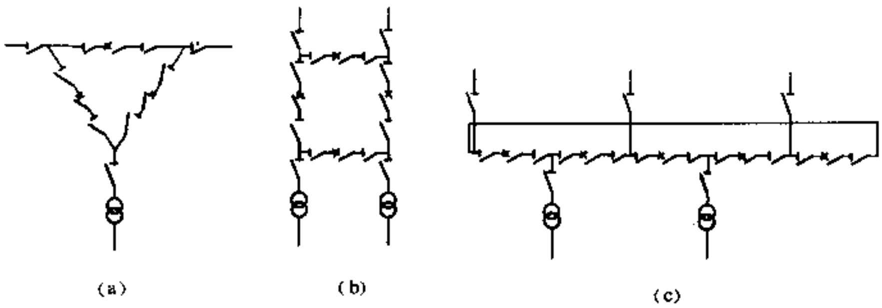


图 7-11 3～5 角形接线

(a) 3 角形接线；(b) 4 角形接线；(c) 5 角形接线

为减少因断路器检修而开环运行的时间，保证角形接线运行可靠性，以采用 3～5 角形为宜，并且变压器与出线回路宜对角对称布置。

（1）优点：

1）投资省，平均每回路只需装设一台断路器。

2）没有汇流母线，在接线的任一段上发生故障，只需切除一段与其相连接的元件，对系统运行的影响较小。

3）接线成闭合环形，在闭环运行时，可靠性、灵活性较高。

4）每回路由两台断路器供电，任一台断路器检修，不需中断供电，也不需旁路设施。隔离开关只作为检修时隔离之用，以减少误操作的可能性。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

5）占地面积小。多角形接线占地面积是普通中型双母线带旁路母线接线的40%，对地形狭窄地区和地下洞内布置较合适。

（2）缺点：

1）任何一台断路器检修都成开环运行，因而降低了接线的可靠性。

2）每个进出线回路都连接着两台断路器，每台断路器又连着两个回路，从而使继电保护和控制回路接线复杂。

（3）适用范围：适用于能一次建成的、最终进出线为3～5回的110kV及以上电压的配电装置，不宜用于有再扩建可能的发电厂、变电所中。

4. 单母线接线（图7-12）

（1）优点：接线简单清晰、设备少，操作方便，便于扩建和采用成套配电装置。

（2）缺点：不够灵活可靠，母线或隔离开关故障或检修，均需使整个配电装置停电。

（3）适用范围：

1）35～63kV配电装置的出线回路数不超过3回时；

2）110～220kV配电装置的出线回路数不超过2回时。

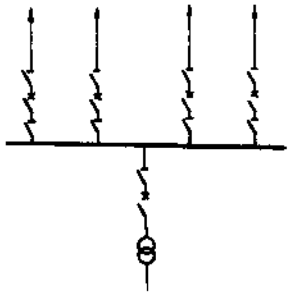


图7-12 单母线接线

5. 单母线分段接线（图7-13）

（1）优点：

1）用断路器把母线分段后，对重要用户可从不同段引出两个回路，有两个电源供电；

2）当一段母线发生故障时，分段断路器能自动将故障切除，保证正常段母线不间断供电和不致使重要用户停电。

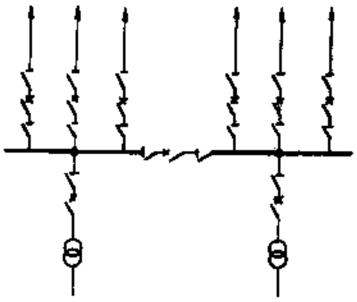


图7-13 单母线分段接线

（2）缺点：

1）当一段母线或母线隔离开关故障或检修时，该段母线的回路都要在检修期间内停电；

2）当出线为双回路时，常使架空线出现交叉跨越；

3）扩建时需向两个方向均衡扩建。

（3）适用范围：

1）35～63kV配电装置出线回路数为4～8回时；

2）110～220kV配电装置出线回路数为3～4回时。

6. 双母线接线（图7-14）

由于母线保护要求，一般某一回路固定与某一组母线连接，以固定连接方式运行。

（1）优点：

1）供电可靠，通过两组母线隔离开关的倒换操作，可以轮流检修一组母线而不致使供电中断，一组母线故障后，能迅速恢复供电，检修任一回路的母线隔离开关，可只停该回路；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

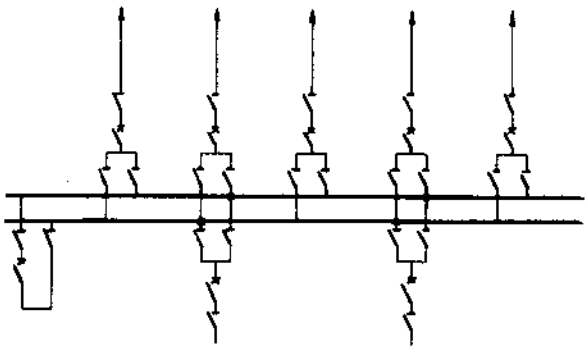


图 7-14 双母线接线

2）调度灵活，各个电源和各回路负荷可以任意分配到某一组母线上，能灵活地适应系统中各种运行方式和潮流变化的需要；

3）扩建方便，向双母线的左右任何一个方向扩建，均不影响两组母线的电源和负荷的均匀分配，不会引起原有回路的停电，当有双回架空线路时，可以顺序布置，以致连接不同的母线段时，也不会产生出线的交叉跨越；

4）运行中便于安排设备进行调试。

（2）缺点：

1）每一回路都要增加一组母线隔离开关，故该接线使用隔离开关多；

2）当母线故障或检修时，隔离开关作为倒换操作电器，容易误操作。

（3）适用范围：

1）35～63kV 配电装置当出线回路数超过 8 回时，或连接的电源较多、负荷较大时；

2）110～220kV 配电装置出线回路数为 5 回及以上时，或当 110～220kV 配电装置在系统中居重要地位、出线回路数为 4 回以上时。

7．双母线分段接线（图 7-15）

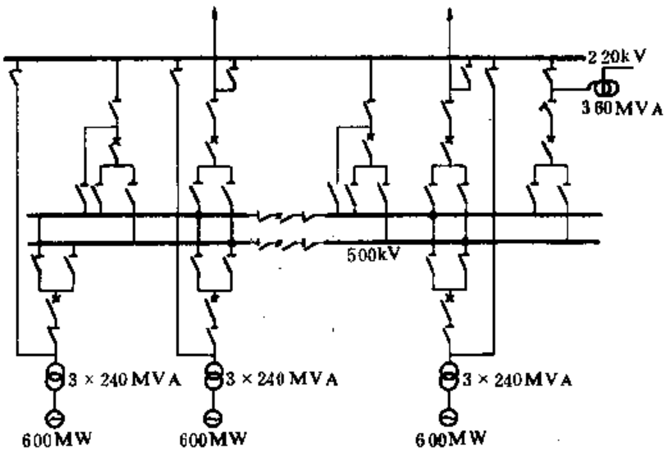


图 7-15 双母线四分段带旁路母线接线

当 220kV 进出线回路数甚多、双母线需要分段时，分段原则是：

（1）当进出线回路数为 10～14 回时，在一组母线上用断路器分段。

（2）当进出线回路数为 15 回及以上时，两组母线均用断路器分段。

（3）为了限制某种运行方式下 220kV 母线短路电流或系统解列运行的要求，可根据需

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

要将母线分段。

（4）在双母线分段接线中，均装设两台母联兼旁路断路器。

8. 增设旁路母线（图 7-16）

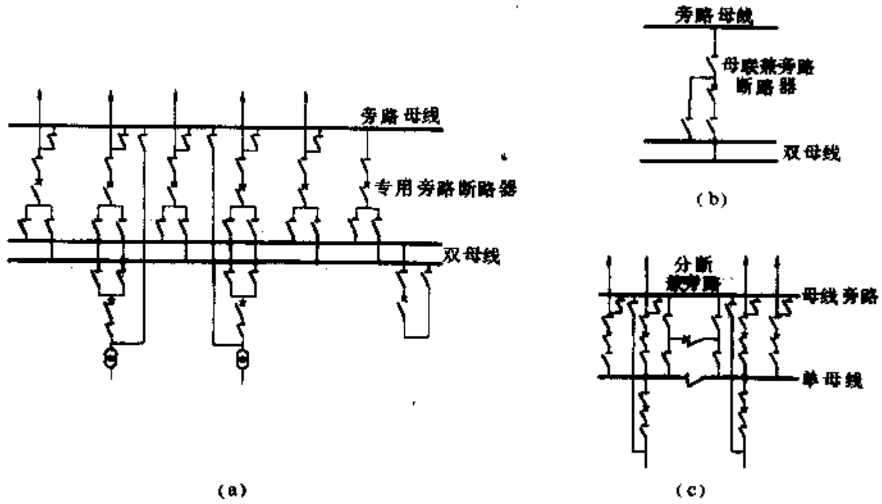


图 7-16　双母线有旁路母线的接线

(a) 有专用旁路；(b) 母联兼旁路；(c) 分段兼旁路

为保证采用单母线分段或双母线的配电装置在进出线断路器检修时不中断对用户的供电，可增设旁路母线。

旁路母线有三种接线方式，即设有专用旁路断路器［图 7-16 (a)］、母联断路器兼作旁路断路器［图 7-16 (b)］、分段断路器兼作旁路断路器［图 7-16 (c)］。

三、330～500kV 超高压配电装置的基本接线

我国 330～500kV 超高压配电装置采用的接线有：双母线三分段（或四分段）带旁路母线（或带旁路隔离开关）接线、一个半断路器接线、变压器——母线接线和 3～5 角形接线。

（一）双母线三分段（或四分段）带旁路母线（或带旁路隔离开关）接线

330～500kV 超高压配电装置接线的可靠性要求高，为限制故障范围，当进出线为 6 回及以上时，一般采用双母线三分段（或四分段）带旁路（或带旁路隔离开关）的接线。

1. 故障停电范围

当一段母线故障或连接在母线上的进出线断路器故障时，停电范围不超过整个母线的三分之一（三分段时）或四分之一（四分段时）；当一段母线故障并且分段或母联断路器拒动时，停电范围不超过整个母线的三分之二或二分之一。

采用双母线三或四分段接线时，要注意解决分段后母线保护的复杂性问题。

2. 分段原则

330～500kV 双母线带旁路母线接线按下列原则分段：

（1）为保证供电可靠性，每段母线接 2～3 个回路。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（2）当最终进出线回路数为6～7回时，宜采用双母线三分段带旁路母线接线，并装设两台母联兼旁路断路器；当回路数为8回及以上时，宜采用双母线四分段带旁路母线接线，除装设两台母联兼旁路断路器外，还应预留装设一台旁路断路器的位置。

（3）电源与负荷宜均匀分配在各段母线上，日本采用双母线分段接线是不带旁路母线的。我国目前由于SF_6断路器质量尚未达到20年以上检修一次的水平，而且供电较紧张，故需要专设旁路母线或旁路隔离开关。但随着技术的发展，今后也可取消，以减少旁路母线及其占地面积，并且避免了复杂的带旁路操作。

（二）一个半断路器接线（图7-17）

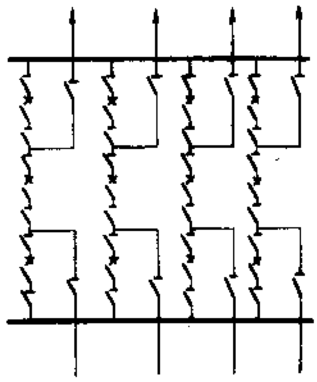


图7-17 一个半断路器接线

一个半断路器接线是一种设有多回路集结点、一个回路由两台断路器供电的双重连接的多环形接线，是现代国内外大型电厂和变电所超高压配电装置广泛应用的一种接线。

1. 一个半断路器接线的特点

（1）有高度可靠性。每一回路由两台断路器供电，发生母线故障时，只跳开与此母线相连的所有断路器，任何回路不停电。在事故与检修相重合情况下的停电回路不会多于两回。

（2）运行调度灵活性。正常时两组母线和全部断路器都投入工作，从而形成多环形供电，运行调度灵活。

（3）操作检修方便。隔离开关仅供检修时用，避免了将隔离开关作操作用时的倒闸操作。检修断路器时，不需带旁路的倒闸操作。检修母线时，回路不需要切换。

选用一个半断路器接线时，要注意：

（1）由于一个回路连接着两台断路器，一台中间断路器连接着两个回路，故使继电保护及二次回路复杂。要注意解决保护接于和电流问题、重合闸问题、失灵保护问题、二次线安装单位划分问题等。

（2）接线至少应有三个串（每串为三台断路器，接两个回路），才能形成多环形，当只有两个串时，属于单环形，类同角形接线。

2. 成串配置原则

为提高一个半断路器接线的可靠性，防止同名回路（双回路出线或两台主变压器）同时停电的缺点，可按下述原则成串配置。

（1）同名回路应布置在不同串上，以免当一串的中间断路器故障（或一串中母线侧断路器检修）、同时串中另一侧回路故障时，该串中两个同名回路同时断开。

（2）如有一串配两条线路时，应将电源线路和负荷线路配成一串。

（3）对待特别重要的同名回路，可考虑分别交替接入不同侧母线，即"交替布置"。这种布置可避免当一串中的中间断路器检修并发生同名回路串的母线侧断路器故障时，将配置在同侧母线的同名回路同时断开。由于这种同名回路同时停电的几率甚小，而且一个串常需占据两个间隔，增加了架构和引线的复杂性，扩大了占地面积，因此，日本、美国等

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

13

一般不考虑交替布置，在我国也仅限于特别重要的同名回路，如发电厂的初期仅两个串时，才采用这种交替布置；变电所只有两台主变压器时，也宜采用。

（三）变压器——母线接线（图 7-18）

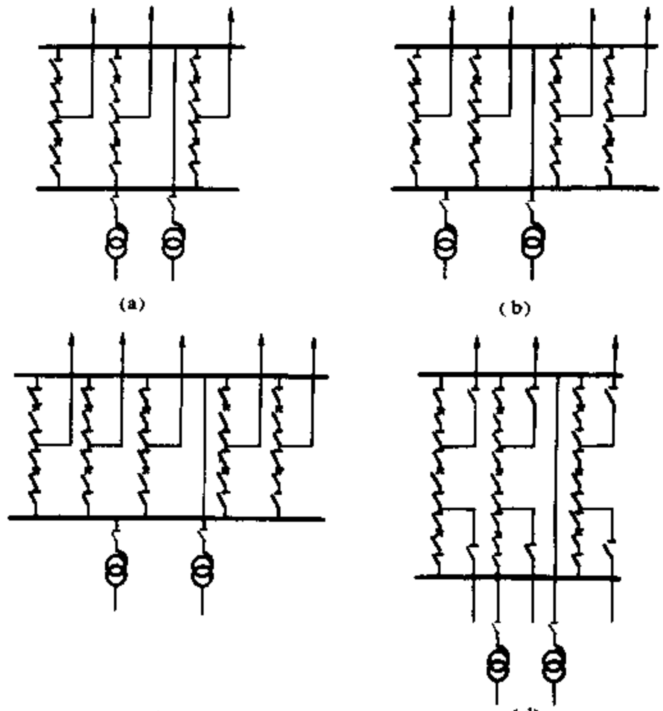


图 7-18 5～8 个回路时的变压器——母线接线

(a) 5 个回路；(b) 6 个回路；(c) 7 个回路；(d) 8 个回路

1. 接线特点

(1) 出线采用双断路器，以保证高度可靠性。但当线路较多时，出线可采用一个半断路器。

(2) 选用质量可靠的主变压器，直接将主变压器经隔离开关连接到母线上，以节省断路器。

(3) 变压器故障时，连接于母线上的断路器跳开，但不影响其他回路供电。变压器用隔离开关断开后，母线即可恢复供电。

2. 适用范围

(1) 长距离大容量输电线路。系统稳定性问题较突出要求线路有高度可靠性。

(2) 主变压器的质量可靠、故障率甚低。

(3) 进出线为 5～7 回。

四、大型电厂的电气主接线

大型电厂一般指总容量为 1000MW 及以上、单机容量为 200MW 及以上的电厂。其接线的特点是：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(1) 采用简单可靠的单元接线方式。有发电机—变压器单元接线、发电机—变压器扩大单元接线和发电机—变压器—线路单元接线等，直接接入高压或超高压配电装置。

(2) 大型电厂的所有发电机—变压器单元有部分接入超高压配电装置、部分接入220kV配电装置的，也有全部接入超高压配电装置的。

(3) 接入220kV配电装置的单机容量不宜过大。

(一) 发电机—变压器单元接线

200MW及以上大机组一般都采用与双绕组变压器组成单元接线而不与三绕组变压器组成单元接线的方式，当发电机升压为两种电压等级时，则可设置联络变压器。其原因为：

(1) 采用三绕组变压器时，发电机出口要求装设断路器，但由于甚大的额定电流和短路电流，使得出口断路器制造很困难，造价也甚高。

(2) 大机组要求避免在出口发生短路，除采用安全可靠的分相封闭母线外，主回路力求简单，尽量不装断路器和隔离开关，故采用双绕组变压器。

(3) 三绕组变压器的中压侧(110kV及以上)，往往只能制造一个分接头，这对高、中压侧调压及负荷分配不利。不如采用双绕组变压器加联络变压器灵活方便，并可利用联络变压器的第三绕组作厂用起动或备用电源以节约投资。

(4) 布置在主厂房前的主变压器、厂用高压变压器和备用变压器的数量较多，若主变压器为三绕组，将增加中压侧引线的架构，并且主变压器可能为单相，将造成布置的复杂与困难。

(二) 发电机—变压器扩大单元接线

当发电机的容量与升高电压等级所能传输的容量相比，发电机容量较小而不配合时，可采用两台发电机接一台主变压器的扩大单元接线，以减少主变压器、高压断路器台数和高压配电装置间隔。当采用扩大单元接线时，发电机出口应装设断路器和隔离开关。

200～300MW机组接至500kV配电装置时，相对机组容量较小，因而可采用两台200～300MW机组与一台主变压器接成扩大单元。

(三) 发电机—变压器—线路单元接线

大型电厂采用发电机—变压器—线路单元接线，厂内不设高压配电装置，电功率能直接输送到附近枢纽变电所。在下列情况下宜采用本接线：

(1) 某些地区发电燃料丰富，同一地区有几个大型电厂，工业发达和集中，则汇总起来建设一个公用的枢纽变电所较为经济。

(2) 有的电厂场地狭窄，厂内不设高压配电装置，不仅解决了电厂占地面积庞大的困难，而且也为电厂总平面布置创造有利条件，汽机房前可布置冷却塔或紧靠河流，从而缩短循环冷却水管道。

(3) 有时电厂距现有枢纽变电所较近，直接从那里引出线路较为方便，因而在电厂内也不设高压配电装置。

在大型电厂内不设高压配电装置，必须在电力系统设计中作好规划。

(四) 一厂两站接线

个别大型电厂同一电压或两种电压的两个配电装置互不联系，使在同一场地上有多台

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

机组的一座大容量区域发电厂在电气上分成为两座发电厂，这对电力系统来说，相当于两座独立的发电厂，它们之间的电气距离等于由发电厂的两个升压站到并列运行的枢纽变电所的线路长度之和，这样可限制发电厂内高压配电装置过大的短路电流。

五、中小型电厂的电气主接线

中型电厂一般指总容量为200MW及以上至1000MW以下的电厂，安装的单机容量一般为50～125MW；小型电厂一般指总容量在200MW以下的电厂，安装的单机容量一般不超过30MW。

中小型电厂一般建设在工业企业或城镇附近，除少数为凝汽式电厂外，多数为热电厂，常设6～10kV发电机电压配电装置向附近供电。

（一）发电机的连接方式

（1）容量为12～60MW的发电机，当有发电机电压直配线时，应根据地区网络的需要，采用6.3kV或10.5kV。发电机与变压器单元连接且有厂用分支引出时，一般采用6.3kV。

（2）100MW发电机电压为10.5kV，一般为变压器单元连接；但也可接至发电机电压母线。125MW发电机组则为变压器单元连接。

连接于6kV配电装置的发电机总容量不能超过120MW，连接于10kV配电装置的发电机总容量不能超过240MW，以免母线分段过多和短路电流太大。

（二）主变压器的连接方式

（1）为了保证发电厂电压出线供电可靠性，接在发电机电压母线上的主变压器一般不少于两台。

（2）当发电厂用两种电压升压，且机组容量为125MW及以下时，一般采用两台三绕组变压器与两种升高电压母线连接，但每一个绕组的通过功率应达到该变压器容量的15%以上。

（3）若两种升高电压母线均系中性点直接接地系统，且送电方向主要由变压器低、中压向高压侧输送时，选用自耦变压器连接较为经济。

（4）当两种升高电压母线间交换功率较大时，可采用降压型自耦变压器连接。

（三）发电机电压配电装置的接线

发电机电压配电装置采用单母线分段或双母线分段接线，采用的原则是：

（1）每段母线上发电机容量为12MW时，一般采用单母线分段接线。

（2）每段母线上发电机总容量或负荷为24MW及以上时，一般采用双母线分段接线。

第八节 架空送电线路导线截面及输电能力

一、架空送电线路导线截面选择和校验

架空送电线路导线截面一般按经济电流密度来选择，并根据电晕、机械强度以及事故情况下的发热条件进行校验。必要时通过技术经济比较确定。但对超高压线路，电晕往往成为选择导线截面的决定因素。

1. 按经济电流密度选择导线截面

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

按经济电流密度选择导线截面用的输送容量，应考虑线路投入运行后5～10年的发展。在计算中必须采用正常运行方式下经常重复出现的最高负荷，但在系统发展还不明确的情况下，应注意勿使导线截面定得过小。

导线截面的计算公式如下

$$S = \frac{P}{\sqrt{3}JU_e\cos\varphi} \tag{7-13}$$

式中 S——导线截面（mm^2）；

P——送电容量（kW）；

U_e——线路额定电压（kV）；

J——经济电流密度（A/mm^2）。

我国1956年电力部颁布的经济电流密度如表7-7所示。

表7-7 经济电流密度（A/mm^2）

导线材料	最大负荷利用小时数 T_{max}		
	3000以下	3000～5000	5000以上
铝 线	1.65	1.15	0.9
铜 线	3.0	2.25	1.75

经济电流密度的确定，涉及到电力和有色金属等部门的供应、分配和发展等国民经济情况，目前有待统一修订标准。

2. 按电晕条件校验导线截面

在高压输电线中，导线周围产生很强的电场，当电场强度达到一定数值时，导线周围的空气就发生游离，形成放电，这种放电现象就是电晕。在高海拔地区，110～220kV线路及330kV以上电压线路的导线截面，电晕条件往往起主要作用。

导线产生电晕会带来两个不良后果：①增加了送电线路的电能损失；②对无线电通信和载波通信产生干扰。至于电晕对导线的腐蚀，从我国东北系统154kV升压至220kV线路的实际运行情况来看，没有明显的影响，可暂不考虑。

关于电晕损失，若直接计算出送电线路的电晕损失，其优点是数量概念很清楚，缺点是计算较繁。目前已很少采用这种方法。现在趋向于用导线最大工作电场强度 E_m（单位为kV/cm）与全面电晕临界电场强度 E_0 之比值来衡量。

许多国家（如瑞典、前苏联等）认为，三相平均的导线表面最大工作电场强度与全面电晕电场强度之比若小于0.9，即 $\frac{E_m}{E_0}<0.9$，则认为是经济的。

前苏联"330～750kV线路年平均电晕损失计算导则"中提出，当 $E_m/E_0<0.5$ 时，电晕损失是非常小的，可以忽略不计。当 $E_m/E_0>0.9$ 时，线路的运行通常是不经济的。

我国东北系统的升压线路，$E_m/E_0=0.817～0.955$。

刘天关330kV线路在人工气候室的试验表明：当 $E_m/E_0=0.8$ 时，起始电晕放电；当 $0.9<E_m/E_0<1$ 时，有较大的电晕放电；当 $E_m/E_0>1$ 时，则全面电晕放电。

关于电晕对载波通信的干扰，主要是用导线表面最大电场强度来衡量（取三相导线的

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

中间相)。前苏联在 220kV 线路上的实测数据是:当单导线的 E_m=28kV/cm 时，在好天气下输电线路的干扰电平接近－2.5N,能满足载波通信的要求。目前我国载波机的杂音电平是按下列数据设计的：35kV 线路为－5.0N，110kV 线路为－4.5N,220kV 线路为－2.5N。在一般情况下，希望电晕干扰的电平不要大于这些数据。高频干扰电平与输电线路导线电位梯度的关系如图 7-19 所示。图中 δ 为相对空气密度。当 P=1013.25Pa，t=20℃时，δ=1。

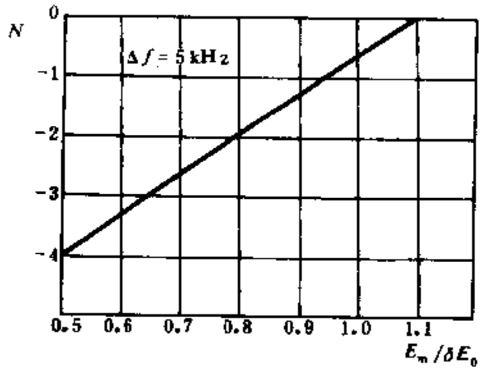


图 7-19 高频干扰电平与输电线电位梯度的关系曲线

关于电晕对无线电的干扰，在无线电收、发设备离开送电线路一定距离后，干扰迅速衰减，如距边线 60m 以外，干扰电平仅剩下 5%，所以实际上可以认为没有问题。这是因为一般情况下，送电线路离无线电收、发设备的距离远远超过这一数字。

关于不必验算电晕的导线最小截面，武汉高压研究所推荐：导线表面电场强度 E_m 与全面电晕电场强度 E_0 的比值为 0.8 时，一般可不必验算电晕的导线最小直径，这些最小直径列于表 7-8 中。

表 7-8　　不必验算电晕的导线最小直径 (mm)

额定电压 (kV)	110	220	330	
			单导线	双分裂导线
导线外径	9.6	21.4	33.1	2×21.4
相应导线型号	LGJ-50	LGJ-240	LGJ-600	LGJ-240×2

武汉高压研究所还推荐，在年平均电晕损失 ΔP 不大于线路电阻损失的 20%、导线表面最大电场强度不大于临界电场强度的 85%时，可不必验算电晕的导线最小直径，这些最小直径列于表 7-9 中。

表 7-9　　不必验算电晕的导线最小直径 (mm)

δ	导线结构 \ 额定电压 (kV)	110	220	330	参考海拔 (m)
1.00	外径	7.6	18.6	2×17.2	0
	相应导线型号	LGJ-35	LGJ-185	LGJ-185×2	
0.89	外径	9.1	21.4	2×20	1120
	相应导线型号	LGJ-50	LGJ-240	LGJ-240×2	
0.79	外径	10.6	24.8	2×24.5	2270
	相应导线型号	LGJ-70	LGJJ-300	LGJJ-300×2	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

δ \ 导线结构 \ 额定电压(kV)		110	220	330	参考海拔(m)
0.7	外径	12.0	28.5	2×29.3	3440
	相应导线型号	LGJ-95	LGJJ-400	LGJJ-500×2	

关于 330kV 及以上各电压等级按电晕验算导线的最小直径，规程尚无规定。但一般认为，导线结构设计应满足 $E \leqslant 0.9E_0$ 和 $E_m \leqslant E_p$（E_p 为无线电干扰允许的电场强度）两个限制条件（因电晕引起的损耗和对无线电干扰电场强度，在我国尚无规定，暂参考前苏联有关规定）。

按上述两条件验算结果，超高压线路允许的最小导线截面，见表 7-10（用于海拔高度为 1000m 以下）。

表 7-10　超高压线路允许的最小导线截面

序号	电压(kV)	导线结构	总截面(mm^2)	电场强度限制条件(kV/cm)		中相最大 E_m (kV/cm)
				$0.9E_0$	E_p	
1	380	LGJQ-400×2	800	31.2 (28.1)	28.8	29.1
2	500	LGJQ-400×3	1200	31.2 (28.1)	28.8	28.55
3	750	LGJQ-500×4	2000	30.9 (27.8)	28.0	28.0
4	1100	LGJQ-500×8	4000	30.9 (27.8)	28.0	26.45

注　表中括弧内数字为导线表面粗糙系数取 0.82 计算的结果，括弧外数字为按 0.9 计算的结果。

3. 按导线长期容许电流校验导线截面

选定的架空输电线路的导线截面，必须根据各种不同运行方式以及事故情况下的传输容量进行发热校验，即在设计中不应使预期的输送容量超过导线发热所能容许的数值。

按容许发热条件的持续极限输送容量的计算公式为

$$W_{max} = \sqrt{3} U_e I_{max} \tag{7-14}$$

式中　W_{max}——极限输送容量（MVA）；

U_e——线路额定电压（kV）（如已知线路实际电压 U 不等于额定电压 U_e 时，式中应采用 U）；

I_{max}——导线持续容许电流（kA），见表 7-11。

表 7-11　钢芯铝绞线长期允许载流量（A）

导线型号 \ 最高允许温度(℃)	+70	+80	导线型号 \ 最高允许温度(℃)	+70	+80
LGJ-10		86	LGJ-25	130	138
LGJ-16	105	108	LGJ-35	175	183

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

导线型号 \ 最高允许温度(℃)	+70	+80	导线型号 \ 最高允许温度(℃)	+70	+80
LGJ-50	210	215	LGJQ-240	605	651
LGJ-70	265	260	LGJQ-300	690	708
LGJ-95	330	352	LGJQ-300 (1)		721
LGJ-95 (1)		317	LGJQ-400	825	836
LGJ-120	380	401	LGJQ-400 (1)		857
LGJ-120 (1)		351	LGJQ-500	945	932
LGJ-150	445	452	LGJQ-600	1050	1047
LGJ-185	510	531	LGJQ-700	1220	1159
LGJ-240	610	613	LGJJ-150	450	468
LGJ-300	690	755	LGJJ-185	515	539
LGJ-400	835	840	LGJJ-240	610	639
LGJQ-150	450	455	LGJJ-300	705	758
LGJQ-185	505	518	LGJJ-400	850	881

注 1. 最高允许温度+70℃的载流量，引自《高压送电线路设计手册》，基准环境温度为+25℃，无日照。
2. 最高允许温度+80℃的载流量，系按基准环境温度为+25℃、日照 0.1W/cm^2、风速 0.5m/s、海拔 1000m、辐射散热系数及吸热系数为 0.5 条件计算的。
3. 某些导线有两种绞合结构，带 (1) 者铝芯根数少 (LGJ 型为 7 根，LGJQ 型为 24 根)，但每根铝芯截面较大。

需要说明的是，在一定环境温度下（如为+40℃）运行极限容量的输电线路，其导线温度必然是超过环境温度的（如+70℃）。所以，严格地讲，送电线路导线的最大弧垂应按导线在极限容量运行时本身的温度来考虑。但我国现行的线路设计规程却是按最高环境温度（或覆冰情况）来设计最大弧垂的，因为这一规定已考虑了前述因素，并兼顾了导线对地距离与交叉跨越的标准，线路的经济性和运行的安全性等因素，实践证明是适宜的。

4. 按电压损失校验导线截面

只有当电压为 6、10kV 以下，而且导线截面在 70～95mm^2 以下的线路，才进行电压校验。因为截面大于 70～95mm^2 的导线，采用加大截面的办法来降低电压损失的效果并不十分显著，而且会引起投资及有色金属较多的增加。如采用静电电容器补偿或带负荷调压的变压器以及其他措施更为合适，但应进行技术经济比较确定。

线路允许电压损失的量，应视线路首端的实际电压水平确定。对于线路末端受电器（如电动机、变压器等），一般允许低于其额定电压的 5%。个别情况下（如故障），允许低于其额定电压的 7.5%～10%。如果线路首端电压高于额定电压 10%，则线路允许电压损失 15%。

5. 按机械强度校验导线截面

为了保证架空线路必要的安全机械强度，对于跨越铁路、通航河流和运河、公路、通

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

信线路、居民区的线路，其导线截面不得小于 35mm²。通过其他地区的导线截面，按线路的类型分，容许的最小截面列于表 7-12 中。

表 7-12　　按机械强度要求的导线最小容许截面（mm^2）

导线构造	架空线路等级		
	Ⅰ类	Ⅱ类	Ⅲ类
单股线	不许使用	不许使用	不许使用
多股线	25	16	16

注　35kV 以上线路为Ⅰ类线路。
　　1～35kV 的线路为Ⅱ类线路。
　　1kV 以下线路为Ⅲ类线路。

二、架空送电线路输电能力

架空送电线路的输电能力是指输送功率大小与输送距离远近，它与电力系统运行的经济性、稳定性有很大关系。

1. 线路的自然输送容量

表 7-13　　线路的自然输送容量

电压（kV）	导线分裂数	Z_λ（Ω）	P_λ（MW）	电压（kV）	导线分裂数	Z_λ（Ω）	P_λ（MW）
220	1	380	127	500	3	270	925
330	2	309	353	750	4	260	2160

线路的自然输送容量 P_λ（亦称自然功率）可查表 7-13 或按下式计算

$$P_\lambda = \frac{U_e^2}{Z_\lambda} \approx 2.5U_e^2 \times 10^{-3} \quad \text{(WM)} \tag{7-15}$$

式中　U_e——线路额定电压（kV）；

　　Z_λ——线路波阻抗，约 260～380（Ω）。

当线路传输自然功率 P_λ 时，电力传输具有如下特征：

(1) 全线各点电压及电流大小一致。

(2) 线路任一点功率因数都一样。

(3) 为无无功损耗传输，即每单位长度所消耗的无功功率等于其单位长度所产生的无功功率。

当输送功率小于自然功率时，线路电压从始端往末端提高；当负荷大于自然功率时，线路电压从始端往末端降低。如果维持送受两端电压相等，且传输功率不等于自然功率时，线路中点电压偏移最严重。

220kV 及以上电压等级输电线路每回线的输送容量大致接近自然功率，对于短线可能大于自然功率，而对于长线，由于稳定原因往往达不到自然功率，必须采取措施。

2. 超高压远距离输电线路的传输能力

远距离输电线路的传输能力主要决定于发电机并列运行的稳定性，以及为提高稳定性所采取的措施。远距离输电一般不送无功（或仅送极少无功），可在受端装设适当的调相调压设备。若要提高线路输送能力，必须保证一定的技术经济指标（包括输电成本，电能质

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

量及正常和事故运行情况下系统的稳定性)。

精确决定输电线路传输能力要通过稳定性计算，但在电力系统规划中可按照输电线路的极限传输角作为稳定性判据。根据功角特性公式并计及 $Z_C = Z_\lambda \sin\lambda$ (Z_C 为输电线路的阻抗)，可求出传输功率的近似估算式

$$P = P_\lambda \frac{\sin\delta_y}{\sin\lambda} \tag{7-16}$$

式中 λ 值近似取 6°/100km。δ_y 为输电线路的允许传输角。

当 δ_y 取 25°～30°时

$$P \approx (400 \sim 480)\frac{P_\lambda}{l}$$

考虑补偿后，应为

$$P \approx \frac{(400 \sim 480)}{1-K} \times \frac{P_\lambda}{l}$$

式中 K——补偿度；

P_λ——线路的自然功率；

l——线路长度。

3. 按静稳定条件决定的输送能力

按静稳定条件决定的 100km 送电线路的输送能力，列于表 7-14 中。

表 7-14 按静稳定条件决定的输送能力

电压 (kV)	输送能力 (100km·MW)	电压 (kV)	输送能力 (100km·MW)
220	400～600	500	3800～4000
330	1400～1600	750	7200～7400

4. 线路的经济输送容量

线路的经济输送容量 (MVA) 系按经济电流密度 J 计算求得的，结果列于表 7-15、表 7-16、表 7-17 中。

表 7-15 $J=1.65$ (A/mm²) 线路经济输送容量(MVA)

导线型号	电压 (kV)							
	35	60	110	154	220	330	380	500
LGJ-35	3.5	6						
LGJ-50	5	8.6						
LGJ-70	7	12	22					
LGJ-95	9.5	16.3	29.8	41.7				
LGJ-120	12	20.6	37.7	52.8				
LGJ-150	15	25.7	47.1	66				
LGJ-185	18.5	31.7	58.1	81.3				
LGJ-240	24	41.4	75.4	105				
LGJ-300		51.4	94.3	132	188			
LGJ-400				172.7	246.6			
LGJ-500				211.5	302	453		

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 7-16　　$J=1.15$（A/mm²）线路经济输送容量(MVA)

导线型号	电压 (kV)							
	35	60	110	154	220	330	380	500
LGJ-35	2.4	4.2						
LGJ-50	3.5	6						
LGJ-70	4.9	8.3	15.3					
LGJ-95	6.6	11.3	20.8	29.1				
LGJ-120	8.4	14.3	26.3	36.8				
LGJ-150	10.4	17.9	32.8	46				
LGJ-185	12.9	22.1	40.5	56.7				
LGJ-240	16.7	28.6	52.5	73.5				
LGJ-300		35.8	65.7	92	131			
LGJ-400				121	175			
LGJ-500				147.5	218	315		
LGJ-600					262	393		
LGJQ-240×2					210	315		
LGJQ-300×2					262	393		
LGJQ-400×2					350	526	605	
LGJQ-500×2					437	657	757	
LGJQ-600×2						790	910	
LGJQ-240×3						474	545	
LGJQ-300×3						591	680	
LGJQ-400×3							1200	
LGJQ-500×3							1490	
LGJQ-240×4							955	
LGJQ-300×4							1200	
LGJQ-400×4							1590	

表 7-17　　$J=0.9$（A/mm²）线路经济输送容量(MVA)

导线型号	电压 (kV)							
	35	60	110	154	220	330	380	500
LGJ-35	1.9	3.3						
LGJ-50	2.7	4.7						
LGJ-70	3.8	6.5	12					
LGJ-95	5.2	8.9	16.3	22.8				
LGJ-120	6.5	11.2	20.6	28.8				
LGJ-150	8.2	14	25.7	36				
LGJ-185	10.1	17.3	31.7	44.3				

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

导线型号	电压 (kV)							
	35	60	110	154	220	330	380	500
LGJ-240	13.1	22.4	41.1	57.5				
LGJ-300		28	51.4	72	103			
LGJ-400				94.2	134			
LGJ-500				115.3	170	247		
LGJ-600					206	308		
LGJQ-240×2					164	246		
LGJQ-300×2					206	308		
LGJQ-400×2					275	410	472	
LGJQ-500×2						514	592	
LGJQ-600×2						607	710	
LGJQ-240×3						370	425	
LGJQ-300×3						463	534	
LGJQ-400×3								934
LGJQ-500×3								1170
LGJQ-240×4								747
LGJQ-300×4								934
LGJQ-400×4								1250

5. 架空线路在电压降为10%时的负荷距

对于中、短距离输电线路，其传输能力不决定于系统的稳定，而决定于允许的电压损失（一般限制在10%以内）与功率及能量损耗，而这些又与调相设备、导线材料及电流密度有关。

6～220kV架空线路的负荷距列于表7-18～表7-20中。

表7-18　　6、10kV线路在电压降10%时的负荷距(kW·km)

导线型号 \ 电压 / cosφ	6kV							10kV						
	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7
LGJ-16	1836	1724	1672	1630	1580	1550	1520	5100	4780	4640	4520	4380	4300	4240
LGJ-25	2840	2590	2466	2384	2300	2230	2160	7880	7140	6840	6620	6400	6200	6020
LGJ-35	3960	3460	3300	3160	3020	2900	2790	11000	9600	9160	8760	8400	8060	7760
LGJ-50	5720	4800	4440	4180	4000	3780	3600	15900	13300	12300	11600	11100	10500	10000
LGJ-70	8000	6320	5800	5620	5000	4740	4440	22200	17500	16100	15600	14000	13200	12500
LGJ-95	10900	8140	7280	6660	6160	5720	5320	30300	22600	20200	18500	17100	15900	14800
LGJ-120	13320	9480	8340	7560	6920	6240	5920	37000	26300	23200	21000	19200	17600	16400

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 7-19　　35、110kV 线路在电压降10%时的负荷距(MW·km)

导线型号 \ 电压 cosφ	35kV							110kV				
	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8	0.75	0.7	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8
LGJ-35	135	117	110	104	99	95	91					
LGJ-50	195	160	147	137	129	123	116	1920	1580	1420	1340	1260
LGJ-70	272	209	190	174	162	151	141	2690	2040	1840	1690	1570
LGJ-95	371	265	234	212	194	179	166	3560	2580	2270	2050	1880
LGJ-120	453	306	266	238	216	198	182	4480	2980	2580	2300	2090
LGJ-150	583	362	308	272	244	222	202	5760	3510	2980	2620	2350
LGJ-185	720	415	346	302	269	242	219	7120	4010	3330	2900	2580
LGJ-240								9060	4630	3760	3220	2840
LGJ-300								11300	5180	4130	3500	3070
LGJ-400								15100	5950	4630	3880	3350

表 7-20　　220kV 线路在电压降10%时的负荷距(MW·km)

导线型号 \ cosφ	1.0	0.9	0.8	0.7
LGJ-240	36650	17900	14450	12350
LGJ-300	45230	19750	15610	13190
LGJQ-400	60500	22200	17100	14240
LGJQ-500	74460	23840	18100	14900

注　表中未考虑线路电压降中横分量的影响。

6. 线路的极限输送容量

很短线路的极限输送容量决定于导线容许的发热条件。线路持续极限输送容量见表 7-21。

表 7-21 所示线路的持续极限输送容量，系按导线周围空气温度为+25℃、导线最高容许温度为 70℃求得的。

表 7-21　　线路的持续极限输送容量(MVA)

导线型号	长期容许电流 (A)	电压 (kV)							
		35	60	110	154	220	330	380	500
LGJ-35	170	10.3	17.6						
LGJ-50	220	13.3	22.8						
LGJ-70	275	16.6	28.5	52.4					
LGJ-95	335	20.3	34.8	63.7	89.4				
LGJ-120	380	23	39.4	72.3	101				
LGJ-150	445	27	46.2	84.7	118.5				

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

导线型号	长期容许电流（A）	电压（kV）							
		35	60	110	154	220	330	380	500
LGJ-185	515	31.2	53.5	98	137				
LGJ-240	610	36.9	63.3	116	162.5	232			
LGJ-300	700	42.4	72.6	133	186.5	266			
LGJ-400	800		83	152	213	305			
LGJQ-300	710					270			
LGJQ-400	845					322	482		
LGJQ-500	966					368	551		
LGJQ-600	1090					415	622		
LGJQ-240×2	610×2					465	696		
LGJQ-300×2	710×2					542	965		
LGJQ-400×2	845×2					644	1103	1112	
LGJQ-500×2	966×2					736	1245	1272	
LGJQ-600×2	1090×2							1436	
LGJQ-240×3	610×3							1205	
LGJQ-300×3	710×3							1400	
LGJQ-400×3	845×3								2200
LGJQ-500×3	966×3								2500
LGJQ-240×4	610×4								2120
LGJQ-300×4	710×4								2460
LGJQ-400×4	845×4								2920

当周围温度不同时，应乘以修正系数，见表 7-22。

表 7-22　　温度修正系数

周围空气温度（℃）	10	15	20	25	30	35	40
修正系数	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.81

表 7-22 中周围环境温度应采用最高气温月的平均气温，由当地气象资料整理而得出。表 7-23 所列数值可作参考。

表 7-23　　各地最热月平均气温（℃）

地名	最热月平均气温	地名	最热月平均气温	地名	最热月平均气温
哈尔滨	17.8	重庆	28.2	汉口	26.5
长春	18.1	昆明	22.4	厦门	29.7
海拉尔	16.1	济南	25.3	广州	29.1
北京	24.0	安庆	29.7	贵阳	23.6
沈阳	20.8	南京	24.5	桂林	27.8
太原	22.3	上海	24.5	榆林港	33.0
西安	24.4	杭州	27.0	台中	29.0
兰州	21.3	长沙	27.9	南昌	29.2

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第九节 电力网中性点的接地方式

一、概述

电力网中性点的接地方式虽然涉及的问题比较多，如供电可靠性、设备绝缘水平、继电保护、通信干扰、系统稳定、断路器容量等，但根据国内外电力网发展经验，一般着重考虑供电可靠性与绝缘水平两方面的问题。

在电压等级较低（如10kV及以下）的电网，绝缘费用在总投资中所占的比重不大，降低绝缘水平的经济价值不甚显著，因而着重考虑供电可靠性的要求，一般采用中性点不接地的方式。但是，在电网线路长度比较长（如35kV架空线路超过100km，电缆线路超过2～3km。6、10kV电缆线路分别超过35、20km）时，电容电流也比较大，当电网发生单相电弧接地时，接地电弧不能自动熄灭，仍需跳闸，供电可靠性的优点也就不存在了。因此，规定当单相接地电流大于下列数值时，中性点应装设消弧线圈接地：

3～6kV 电网	30A
10kV 电网	20A
35～60kV 以上电网	10A

当发电机（或调相机）直接连接在3～20kV电网，而且要求发电机（或调相机）带单相接地故障运行，单相接地电流大于5A时，也应装设消弧线圈。消弧线圈可装设在厂用变压器中性点上，也可装设在发电机（或调相机）中性点上。

在高压（如110kV及以上）电网，绝缘费用在设备总价中占有很大的比重，设备价格几乎和试验电压成正比，降低绝缘水平的经济效益很显著，因而着重考虑过电压和绝缘水平方面的问题。一般采用中性点直接接地方式。中性点直接接地，可以使系统内部过电压降低20%～30%。变压器可作成分级绝缘（即所谓半绝缘），并采用80%阀型避雷器作过电压保护。此时对于供电可靠性、通信干扰、系统稳定、断路器容量等问题，可采取其他措施加以改善，如增设架空避雷线、架设双回送电线、采用重合闸、减少中性点接地点等等。

二、单相接地电容电流的计算

1. 架空线的单相接地电容电流值

$$I_c = (2.7 \sim 3.3)U_e l \times 10^{-3} \quad (A) \qquad (7\text{-}17)$$

式中 U_e——线路的额定电压（kV）；

l——线路的长度（km）。

式（7-17）中，系数2.7～3.3的取值原则为：

1）对没有架空地线的采用2.7；

2）对有架空地线的采用3.3。

对于同杆双回线路，电容电流为单回路的1.3～1.6倍。

由变电所增加的接地电容电流可见表7-24。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 7-24 变电所增加的接地电容电流值

电网额定电压（kV）	6	10	15	35	60	110
电容电流附加值（%）	18	16	15	13	12	10

2. 电缆线路的单相接地电容电流值

$$I_c = 0.1U_e l \quad \text{A} \tag{7-18}$$

式中 U_e——线路的额定电压（kV）；

l——电缆的长度（km）。

6～35kV 电缆线路单相接地时电容电流的单位值列于表 7-25 中。

表 7-25 6～35kV 电缆线路单相接地电容电流(A/km)

导线截面 (mm²)	额定电压 (kV)		
	6	10	35
10	0.33	0.46	—
16	0.37	0.52	—
25	0.46	0.62	—
35	0.52	0.69	—
50	0.59	0.77	—
70	0.71	0.9	3.7
95	0.82	1.0	4.1
120	0.89	1.1	4.4
150	1.1	1.3	4.8
185	1.2	1.4	5.2

3. 汽轮发电机定子绕组单相接地电容电流值

汽轮发电机定子绕组单相接地电容电流值列于表 7-26 中。

表 7-26 汽轮发电机定子绕组单相接地电容电流值

发电机视在功率（kVA）	额定电压（kV）	单相接地电容电流（A）
4375	6.3	0.17
7500	6.3	0.17
15000	6.3	0.34
15000	10.5	0.46
31250	6.3	0.69
31250	10.5	0.92
58900	10.5	1.43

三、消弧线圈的选择

（1）安装消弧线圈的电力网，中性点位移电压在长期运行中应不超过相电压的 15%。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(2) 35kV 及以下电压等级的电力网，故障点残余电流应尽量减小，一般不超过 10A。为减少故障点残余电流，必要时可将电力网分区运行。110kV 及以上安装消弧线圈的电力网，脱谐度一般不大于 10%。

(3) 消弧线圈一般采用过补偿方式。当消弧线圈容量不足时，允许在一定时间内用欠补偿的方式运行。但欠补偿度不应超过 10%。

(4) 在选定电力网消弧线圈的容量时，应考虑 5 年左右的发展，并按过补偿进行设计。其容量按下式计算

$$S_x = 1.35 I_c U_\varphi \quad (\text{kVA}) \tag{7-19}$$

式中 I_c——电力网接地电流（A）；

U_φ——电力网相电压（kV）。

(5) 消弧线圈安装地点的选择：

1）要保证电力网在任何运行方式下，断开 1～2 条线路时，大部分电力网不致失去补偿；

2）不应将多台消弧线圈集中安装在电力网中的一处，并应尽量避免电力网中只装设一台消弧线圈；

3）消弧线圈宜装于星形—三角形接线变压器中性点上。装于三角形—星形接线的双绕组变压器及三绕组变压器中性点上的消弧线圈容量，不应超过变压器容量的 50%，并不得大于三绕组变压器任一绕组容量。若需将消弧线圈装在星形—星形接线的变压器中性点上，消弧线圈的容量不应超过变压器额定容量的 20%。不应将消弧线圈接于零序磁通经铁心闭路的星形—星形接线的三相变压器上。

四、接地系数对健全相动态电压升高的影响

中性点直接接地的条件，就是当系统发生单相接地故障时，健全相的电压应处在 80% 阀型避雷器的保护范围以内，即不得大于 $1.4U_\varphi$。接地系数 K_x（零序电抗与正序电抗之比，即 $K_x = x_0/x_1$）愈大，则健全相上的电压升高倍数 U/U_φ 也愈大。K_x 与 U/U_φ 的关系曲线如图 7-20 所示。

在系统中除正、负、零序电抗之外实际上还存在着正、负、零序电阻（r_1、r_2、r_0）及接地点电阻 r_d（包括接地电弧电阻），r_1、r_2、r_0 对动态电压升高并不起作用，相反，当 $K_x<2$ 时，对动态电压升高有明显减小。

接地点电阻 r_d 对动态电压升高的影响比较特殊。取 $K_d = r_d/x_1$，当 $K_x<1$ 时，若 $K_d = 0 \sim 0.5$，则使动态电压升高逐渐减小，并抵达其最小值；若 $K_d = 0.5 \sim \infty$，则使动态电压升高逐渐增大，最后趋近于 1（即相电压 U_φ）。当 $K_x<1$ 时，若 $K_d = 0 \sim 1.0$，则使动态电压升高逐渐增大，并抵达其最大值；若 $K_d = 1 \sim \infty$，则使动态电压逐渐减小，最后趋近于 1。因此，动态电压升高，应按 $K_d=1$ 来计算。

五、中性点直接接地系统接地点的选择

在中性点直接接地系统中，不是所有变压器的中性点都接地，其接地台数及接地点应根据系统继电保护的要求，在系统继电保护设计中确定。在编制远景短路电流计算阻抗图时，可按以下原则确定：

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

14

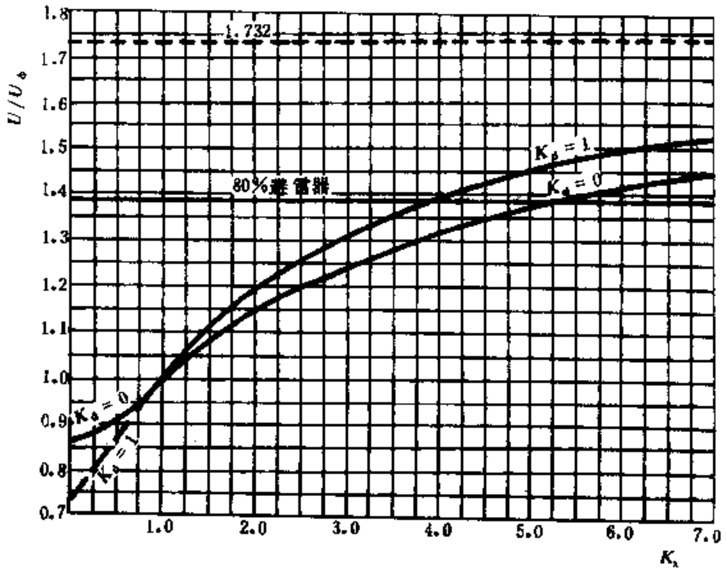


图 7-20 单相接地时，健全相电压升高与接地系数的关系曲线

(1) 凡是自耦变压器，其中性点必须接地。

(2) 凡中、低压有电源的变电所，包括升压和降压变电所，至少应有一台变压器接地。

(3) 当同一母线上接有三台或更多台变压器时，可以考虑两台变压器接地。

(4) 终端变电所一般不接地。

(5) 系统任何短路点的综合零序阻抗不得大于综合正序阻抗的三倍。

第十节 二次系统有关知识

一、继电保护

(一) 概述

电网继电保护是保证电力系统安全运行和电能质量的重要自动装置之一，因此在编制网络规划时，必须考虑可靠工作和快速切除故障的继电保护实现的可能性。为了提高系统静态和动态的稳定性，规划所提出的提高系统稳定的措施有一些亦必须落实在自动装置可靠工作的基础上。

保护设备和自动装置的投资，在整个电网建设中只占极小部分，一般说来继电保护应力求满足网络规划的要求，两者是主从的关系。由于网络接线的不够合理将导致保护性能显著恶化，厂、所电气主接线繁杂将造成保护接线过分复杂，以致给生产运行带来很多二次线操作，引起保护设备误动、拒动，严重损坏电气主设备和导致大面积停电事故，这些将给国民经济造成极大损失。为此，必须合理地进行网络规划和合理地配置保护设备及自动装置。

对继电保护的基本要求，可概括地分为可靠性、速动性、选择性和灵敏性等诸方面，它

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

们之间联系紧密，既矛盾又统一。

1. 可靠性

可靠性是对继电保护最基本的性能要求。它包含两方面的内容：一方面，要求继电保护在不需要它动作的时候保证可靠不动作，即不发生误动作，这一点又叫继电保护的安全性；另一方面，要求继电保护在需要它动作的时候，一定保证可靠动作，即不拒绝动作，这一点又叫继电保护的可依赖性。

继电保护要求可靠，就是既不误动作又不拒绝动作。对于高压电网和大机组，这个基本要求的重要性是不言而喻的。因为不正确动作的结果往往会带来严重的系统事故。

为了保证可靠地切除故障，除了配备起主要作用的“主保护”外，还要配备起后备作用的“后备保护”。当线路或电力设备发生故障时，主保护应该最快地把最靠近故障元件的断路器跳开，一方面尽可能减少对故障元件的损坏，另一方面把故障对电力系统的影响压缩到最小可能的范围和程度。后备保护的作用是当主保护不能完成预定任务时，在靠近故障元件的最小可能范围内将故障断开。按电网结构的复杂程度和重要性，有两种实际的后备保护方式。

（1）远方后备。所谓“远方后备”是指当保护故障元件的主保护或它所操作的断路器拒绝动作时，由电源侧上一级断路器处配置的继电保护动作跳闸将故障自电源断开。实现远方后备的必要条件，是上一级的继电保护可以足够灵敏地反应下一级元件的故障。而这一点，往往只有在较低电压的电网中才能做到，因而，远方后备主要用于110kV及以下电压的电网中。

（2）本地后备或近后备。由于特殊原因或者因为不能实现远方后备，作为主保护拒绝动作时的后备，在同一断路器上重复地装设另一套独立的继电保护，任一套继电保护动作，都可以跳开断路器。同时，为了对付断路器的拒绝动作，还设置“断路器失灵保护”又叫“后备接线”。当保护动作而断路器拒动时，将与该断路器相邻的其他断路器全部断开。这一整套的做法，叫“本地后备”或“近后备”保护。

在现有的一些220kV线路和全部500kV线路上，都装了两套完全独立的、各自性能都完全满足电力系统稳定要求的继电保护装置。在500kV电网一级，为了使两套保护尽可能不分主次地互为备用，每一套保护装置所用的直流电源、互感器二次绕组都完全分开，并分别接到断路器的两个跳闸线圈。而有些220kV线路，则配置一主一副的继电保护装置，当主保护退出运行时，另一套保护可以保证切除故障，某些情况下可能带有一定的时限。

2. 速动性

所谓“速动性”，是要求继电保护用尽可能短的时限把故障或异常情况从电网中断开或消除。除了减轻对故障设备的损坏程度之外，要求继电保护（主要是线路保护和母线保护）快速动作，更为关键的因素是为了提高系统的暂态稳定性。

快速动作，对继电保护也提出了严格的要求。由于电力系统、互感器以及保护内部回路不可避免的过渡过程，可能给继电保护的动作带来很多误差，甚至引起误动作和超越动作，这是超高速保护必须特别注意解决的问题。

3. 选择性

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

所谓选择性，是要求继电保护在尽可能小的区间内把故障断开。为此，既要求装在故障元件上的保护装置能首先动作切除故障，又要求相邻元件的保护装置能对它起后备保护作用。显然，上下级继电保护之间必须具有选择性，以免事故扩大。

满足选择性的基本原则，是上下级继电保护之间在保护范围和动作时间两个方面都需要取得配合；当某一元件故障时，本元件的继电保护的灵敏度必须大于相邻元件的继电保护的灵敏度；同时上级元件的继电保护动作时间必须比故障元件的继电保护动作时间大一个等级，即慢 0.3～0.5s。时间差用于考虑上下级继电保护动作时间的可能正负偏差、断路器的全开断时间及适当裕度。

4. 灵敏性

灵敏性表现了保护装置反应故障的能力，习惯用灵敏系数表示，所以又叫继电保护的灵敏度。灵敏度用以考虑因运行方式变化引起的短路电流变化、故障点经过电阻等等。

（二）常用电网保护设备及其功能

在中性点直接接地系统中，电网可能出现接地故障和不接地的相间故障。对实现单相重合闸的线路，在故障相跳开后还可能出现故障类型转移或是健全相再发生故障等情况。在中性点不接地或经消弧线圈接地的系统中，电网可能出现不接地的相间故障或是不同地点的多点接地故障。上述各种情况均已构成短路，因此，保护装置必须尽可能迅速而有选择性地切除短路故障。

目前国内定型生产的保护设备，就其功能来说分为三种：

1）反应各种短路类型的保护装置；

2）只反应不接地的相间短路的保护装置；

3）只反应接地短路的保护装置。

根据保护装置构成的原理，某些保护只能反应被保护元件的内部短路，而对相邻元件故障不起保护作用，因此保护装置可无时延地瞬时动作，通常作为被保护元件的主保护。其他所有保护装置都按时间阶段实现，即瞬动段只反应被保护元件邻近保护设备安装处的一定区段内的短路故障，带时限动作段不但反应被保护元件的内部短路，同时对相邻连接元件的部分区段内短路故障亦能反应，通常用来作为后备保护。

当前电网保护设备的类型很多，下面仅就常用的电网保护设备作一简介。

（1）相位差动高频保护、高频闭锁距离和接地保护、方向闭锁高频保护、带辅助导线的线路纵差保护、相位比较母线差动保护以及完全差动母线保护，它们都只反应被保护元件的各种短路故障，所以用作主保护，无时延地动作跳闸。

（2）多段式（一般是 2～4 段）带或不带方向的零序电流保护，作为被保护元件和相邻连接元件的后备保护或主保护，用以反应接地短路故障。除瞬动第一段外，其他各段都带时限动作跳闸，动作时限一般为 0.5～5s。

（3）多段式（一般是 2～3 段）具有方向性的相间距离保护，用以反应相间短路故障。除瞬动第一段外，其他段的动作时限一般为 0.5～7s。这种保护装置也作为后备保护或主保护使用。

（4）多段式（一般是 2～3 段）具有方向性的接地距离保护，用以反应接地短路故障，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

其使用情况与上述零序电流保护相同。

(5) 多段式（一般是 3 段）带或不带方向的电流电压保护，用以反应相间短路故障。由于这些保护受系统运行方式变化的影响甚大，一般只考虑用在单电源放射状线路或是单电源环状的个别场合。

(6) 零序电流横差方向保护或平衡保护，只适用于并列运行的双回路线路，作为反应双回线内部接地故障的主保护。在单回线运行时，必须解除工作。这种保护装置虽然无时限动作，但在其纵续动作区内接地短路，必然出现一侧先跳闸、随后另一侧相继跳闸的情况，这种情况称为继电保护纵续动作。

(7) 电流横差方向保护或平衡保护，只反应双回线内部相间短路。

(三) 220kV 及以上电网的继电保护装置

电力设备如发电机、变压器等的继电保护，除了发电机组的频率保护、失步保护、失磁保护等外，其动作的正确与否和整定值如何，基本上只涉及电力设备本身的安全运行问题，这里不作研究。而 220kV 及以上线路和母线的继电保护，它们的选型、配置和整定等往往涉及全网的安全稳定运行，而且花样繁多。现择其要者论述如下。

1. 线路的距离保护

距离保护是高压线路的一种最基本的继电保护。由于它的动作原理是反应保护安装点到故障点的阻抗值，因而等价于反应到故障点的距离。这种保护又叫阻抗保护。

距离保护一般都做成多段式，各段有不同的整定动作值和动作时间。第一段保护被保护线路的 80%左右，不带人为的延时。

距离保护又分相间距离保护和接地距离保护，分别用以保护相间故障和接地故障。作为线路基本保护的是相间距离保护。接地距离保护只在少数 220kV 线路和 500kV 线路上得到采用。

2. 线路的零序电流保护

零序电流保护一般也做成阶段式，第一段无人为延时，保护本线路的接地故障，其他段则按选择性配合整定。实践证明，这是一种最简单、最可靠、动作频率最高的线路保护，也是规定 110～220kV 线路必备的一种基本保护。它的特殊优点有：

(1) 结构与工作原理简单，试验维护方便，容易保证调试质量，因而其动作正确率高于其他复杂保护。

(2) 整套保护没有中间环节，特别对于近区故障，可以实现高速动作。

(3) 在电网零序网络基本稳定的前提下（长期运行实践说明，这一点在 110～220kV 电网运行中基本上可以得到保证），第一段保护范围基本稳定。由于线路发生接地故障时，通过线路的零序电流随故障点的远离而显著地减小，当按躲开两端母线故障整定时，其瞬时段，对于较长线路，往往可保护全线的 70%～80%，其保护性能与距离保护相近。

(4) 如果线路采用三相重合闸，当近故障点一侧的断路器先跳开后，通过另一侧线路的零序电流因零序网络的变化而突然增大，从而使远故障点侧也能随之立即跳闸，形成了无时限的全线纵续动作。这一天然优点是任何其他保护所不具备的。

(5) 如果故障点经过接地电阻，其对零序电流的影响，即对零序电流保护灵敏度的影

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

响，远小于对接地距离保护的影响。只有零序电流保护才有可能保护高达300Ω接地电阻的故障，因为它不受负荷电流的影响，可以安全地把起动值整定得足够灵敏。

3. 线路相电流速断保护

相电流速断，其实就是瞬时过电流保护，主要用于保护出口故障。由于它特别快速，是种极好的辅助保护，对大电源侧以及长线路，其保护效果尤佳，故已得到普遍采用。

4. 线路的纵联保护

线路的纵联保护是指在被保护线路的一侧，借用信息通道将两侧（对多端线路则为多侧）的故障信息（例如各侧的电流相位或幅值）或故障判别信息（例如指明是在或不是在被保护线路的方向发生了故障）联系起来判别，然后决定是否发出给断路器跳闸命令的各类线路继电保护的总称。

纵联保护有许多种，也有多种分类方法。

按信息传输媒介分类，有载波继电保护（例如用电力线载波、微波、特高频和光纤等作为载波通道的纵联保护）和直接利用直联导线作通道的导引线（又叫传达线）保护两大类。

按继电保护的动作特性分类，有电流相位比较式、方向比较式和电流差动等纵联保护。

按传达故障判别信息的性质，可分为收到对侧信息闭锁本侧跳闸的闭锁式和收到对侧信息允许本侧跳闸的允许式纵联保护。

还有一种特殊的继电保护方式，当收到对侧信息就立即无条件跳开本侧断路器，叫做直接跳闸式保护。

5. 母线保护

母线的基本保护是母线差动电流保护。由于母线保护动作于断开整条母线，因而，对于双母线变电所的母线保护，应以防止误动作为首要要求；对于一个半断路器接线的变电所，因为母线断开对变电所的安全运行一般不带来直接影响，因而要求它的母线保护以可依赖性为第一要求，而且最好实现保护的双重化。

从系统稳定的观点，要求母线保护动作快速。

6. 断路器失灵保护

当线路故障而断路器拒绝动作时，断路器失灵保护的作用是跳开与拒动断路器相邻的所有断路器。其误动作的后果极其严重。特别对最常用的双母线变电所，对这种保护的首要要求就是防止误动作。

（四）网络接线与保护的关系

保护装置工作应保证速动性、选择性、灵敏性和可靠性，这与网络接线有密切关系。从网络结构来说，环状网络的运行方式变化较大，从而使保护性能变坏。一般说来，放射状链式线路的保护性能要好一些。环网又分多电源同一电压级成环、单电源以及高、低压级成环。就保护性能而言，单电源环网最好，其次是高、低压环网，最次是多电源环网。

在网络中心枢纽地带的主干线路，一般稳定要求较高，送电负荷较重，因此保护比较复杂，灵敏度较低。终端线路保护灵敏度较高，有条件采用比较简单的保护设备。

发电厂、变电所如以“Π”接线或“T”接线接入电网，分单路接入和双路接入两种。双

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

路接入使保护装置相互间的配合复杂化，降低保护灵敏度，加长保护动作时间。特别是“双T”接入方式，“T”接变压器高压并列运行的情况下，往往保护设备不能保证具有足够的选择性，因此实际运行往往仅以“单T”接人，另一“T”接线正常断开，必要时考虑配置备用线路自动投入装置。

“单T”线路的保护性能总是不太理想，尤其是“T”接变压器低压具有电源、特别是具有大容量电源时，保护的灵敏度往往不够，结果只能各侧先后相继动作，切除故障时间较长，重合闸时间也随之增长。在超高压电网上，单“T”接入受电变电所，一般继电保护问题不大，但对长线路实现单相重合方式时，为保证单相接地点能可靠熄弧，单“T”变电所的数量和变压器负荷不能过大。“T”接点在线路出口附近，对保护影响最大，特别是大容量“T”接电源或“T”接负荷，更为严重。如果“T”接引线很长，甚至超过被“T”接线路的线长，则保护性能将显著恶化，以致不能保证系统稳定运行。

电网终端线路—变压器组方式下，线路保护原则上可按单回路线路保护配置。为在变压器故障时快速切除对侧断路器，可考虑配置远方跳闸装置。但目前定型生产的某些速动保护装置，例如线路纵差保护和方向闭锁高频保护等，在变压器励磁涌流下可能不正确工作。为此，对超高压电网暂不宜考虑线路—变压器组接线。对一般不重要的终端线路，考虑设置人工短路开关和快分断路器的方式是可行的，但必须具备可靠工作的短路开关和快分断路器的设备。

从厂、所电气主接线来说，外桥接线、角形接线、一个半断路器接线都要求保护设备同时跳开两台断路器，且电流回路需由两组电流互感器并联供电，这就增加了保护回路的复杂性。角形接线和一个半断路器接线的断路器失灵保护比较复杂，运行倒换接线容易出现误操作。

内桥主接线带桥外侧隔离开关的方式，对保护来说很不利。在线路断路器检修合上桥外侧隔离开关时，线路瞬动保护（例如高频保护）一般要停运，同时电压回路要进行切换，这都降低了保护性能和其工作可靠性。在可能条件下，最好少采用带桥外隔离开关的接线方式。

厂、所建设主要取决于工业布局、用电负荷、地理资源等因素，因此厂、所接入电网后输电线长度各不相同，某些地区形成短线路群、长短线路相间、多组双回路平行线相邻、平行多回路线路以及环环相套、高低压并环运行等情况都给继电保护带来很大的困难，某些场合下还可能无法确保保护动作时间、重合闸时间和保护动作的选择性。

如上所述，阶梯式多段保护必须按选择性条件相互配合整定。短线路自身保护装置的动作范围就不大，特别经过渡阻抗短路时，保护可能不动作，因此相邻的长、短线路与之配合，往往不能保证动作的灵敏度。唯一的办法只能是提高相邻保护动作时间以换取灵敏度。多组、多回路平行线和环网线路，由于考虑线路检修断开和并列运行的不同情况，短路电流助增和汲出的影响，使阶梯保护的灵敏度大大降低。保护动作时间显著增长，不但对系统稳定不利，扩大事故范围，而且对邻近通信、铁道自动闭塞等有显著影响（当大接地电流系统发生接地故障时）。“四部协议”规定，继电保护切除电网接地短路的时间不准超过1.5s，上述这些复杂的网络结构往往使保护装置工作无法满足规定的要求，所以网络

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

规划应对保护实现的可能性给予必要的考虑。

（五）变压器接地点的分布对保护的影响

中性点直接接地系统中，改变中性点接地的变压器台数或容量，在电网发生接地故障时，不同点的对地电压和流经线路的相序电流都将改变。这对保护装置相互配合，特别是接地零序电流保护，影响很大。保护装置要在最大短路电流下保证选择性，在最小短路电流下保证具有足够的灵敏度，两者存在着一定的矛盾，而接地变压器的变化又加剧了这种矛盾，因此应力求合理选定变压器接地点的分布。从继电保护角度出发，一般希望遵循以下原则：

（1）两台或两台以上并列运行的变压器，通常只考虑一台中性点直接接地运行。对双母线，为在母联断路器跳开后每组母线仍能保留有一个接地点，防止相邻线路接地保护失去选择性动作，故对每组母线力求具有一台变压器接地运行。

（2）低压无电源的受端变压器一般不接地运行，以提高送端接地保护的灵敏度。但对实现单相重合闸的线路，为使受端能装设有选择性的选相元件，受端变压器亦必须有一台接地运行。低压有电源的受端变压器，一般都考虑有一台变压器接地运行。

（3）分支变压器低压无电源时一般以不接地运行，这样可提高线路两侧保护的灵敏度。当低压有大容量电源时，变压器应部分直接接地。对实现单相重合闸的线路，虽分支变压器低压无电源，为保证事故单相跳开后故障点能可靠熄弧，在220kV变压器负荷大于10MVA的情况下，分支变压器也应该部分直接接地运行。上述部分接地的原则同第（1）项所述。

（4）自耦变压器和某些耐压较低的变压器常以直接接地运行。

为了降低接地短路电流值和提高接地保护动作灵敏度，对短线成群、联系紧密的短线环，不妨可考虑对个别厂、所的变压器中性点以不接地运行。

（六）线路重合闸方式的选择原则

线路重合闸方式的类型很多，在高压网络中都只考虑实现一次重合闸。

线路重合闸类型有：

（1）单相重合闸。线路单相短路跳开故障相，进行一次重合，稳定性故障再跳开三相。线路相间故障跳开三相，不进行重合。

（2）三相重合闸。线路各种类型短路都跳开三相，进行一次重合，稳定性故障再跳开三相。三相重合闸又分为快速、非同期、不检查同期和检查同期、自同期和解列重合闸等类型。

（3）综合重合闸。线路单相短路跳开故障相，其他类型短路都跳开三相，进行一次重合闸。重合至稳定性各种类型短路再跳开三相。

断路器分相操作的超高压中长线路，一般采用综合重合闸；联系很弱的线路，可只考虑采用单相重合闸。对短线路，鉴于线路事故几率较小，为简化保护配合整定，提高保护工作性能，一般采用不检查同期的三相重合闸。对具备全线瞬时切除故障的速动保护，可考虑采用快速三相重合闸（整个重合周期小于0.5～0.6s）。

断路器三相操作的高压线路，对两侧电源的单回联络线，在发电机容许承受非同期冲

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

击的情况下可采用三相非同期重合闸，以期尽快恢复供电，接入同步。多电源环状网络中的线路，一般采用检查同期三相重合闸。对电网终端单回线低压具有小电源的情况，一般不容许进行非同期重合，所以只能采取线路事故跳闸，同时解开低压小电源，然后线路主电源侧以检查线路无电压方式进行三相重合，即所谓解列三相重合闸。

对水电厂接入系统的单回路线路，如果没有条件采用综合重合闸（包括单相重合闸）和三相快速重合闸，一般水电厂侧可考虑采用自同期重合闸，即在线路故障时，将水轮发电机励磁跳开，在一定滑差值下将励磁给上，拉入同步。

（七）单相重合闸与系统稳定计算的关系

对实现单相重合的线路，为在瞬时性单相接地切除后保证重合成功，断路器无电流间隙时间必须大于接地点潜供电流熄灭、故障点去游离和绝缘恢复的时间。

潜供电流自灭时间主要取决于潜供电流数值、弧道承受风速和风向以及故障点恢复电压的梯度。

当风速大于 2.5m/s 时，一般潜供电弧均能快速自灭。

弧道的去游离时间和绝缘恢复时间一般约为 0.035～0.06s。

对 220～330kV 线路，如潜供电流值能限制在 14A 以下，考虑弧道去游离及恢复时间以及必要的时间储备，取断路器无电流间隙的最小时间为 0.5s 是可行的。国内大量 220kV 线路单相重合的实践充分证明了这一点。

在计算系统动态稳定时，一般只考虑保证单相短路故障的稳定性。短路故障的切除时间取决于所配置的保护装置；重合闸的整定时限还与重合闸的起动方式有关，目前常用的有保护起动、不对应起动以及两者兼有的起动三种起动方式。为可靠起见，计算稳定时可只按不对应起动方式考虑，即断路器的开合状态与主控制室操作把手的位置不相对应时便起动重合闸。

线路保护分瞬时切除线路各侧断路器的速动保护和按阶梯时限切除线路不同地点短路的带时限保护两大类。因此重合闸整定时限亦可针对两类不同保护选取不同时限。下面分两种情况叙述。

1. 装设全线路瞬时动作的保护

$$t_{kec} > t_L$$

$$t_{kec} \geqslant t_n - t_c$$

2. 装设阶梯时限特性的保护

$$t_{kec} \geqslant t_p + t_n - t_c$$

式中 t_{kec}——重合闸时间元件的整定时间；

t_p——保证线路末端具有足够灵敏度的阶梯特性保护的最小动作时间，一般为 0.5～1.2s；

t_n——无电流间隙时间，包括弧道自灭、去游离、绝缘恢复和储备时间，一般不低于 0.5s；

t_c——断路器合闸时间；

t_L——断路器跳闸后传动机构的准备动作时间。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

不论是单相还是综合重合闸，在重合至稳定性故障上都再次切除三相。重合后保护动作时间取决于全线速动保护的后加速方式，目前常用的后加速方式有重合至不对称短路瞬时动作；重合至三相短路以 1.5s 左右延时动作；重合于第一段保护范围内故障瞬时或带 0.5s 延时动作；重合于第一段范围外的本线路故障，以带时限第二段或第三段动作；后者只对系统稳定要求不太高的场合才使用。

重合后再次切除稳定性故障的时间应为

$$t_T = t'_p + t_{T\cdot B}$$

式中 t_T——切除稳定性故障的时间；

t'_p——切除稳定性故障的保护动作时间；

$t_{T\cdot B}$——断路器跳闸时间。

目前所用的全线路速动保护的动作时间约为 0.04s；阶梯式保护瞬动第一段的动作时间约为 0.03s。

二、电网安全自动装置

（一）提高安全稳定的措施

分析稳定破坏事故的原因，我们会发现大多数情况都是由于系统内的能量平衡状态受到不可恢复的破坏。例如，主要联络线上的短路故障严重阻碍了电能的传输，送端系统过剩的能量将使发电机组转子加速，而受端系统的功率缺额则引起该区域内发电机组的制动，这两种相反的趋势如不及时制止则将导致暂态稳定的破坏。如果系统的无功功率失去平衡，那么无功功率不足的地区电压就要下降，危及电压稳定性；无功功率过剩的地区电压将升高，严重时影响电力设备的安全。各类提高电网稳定性的措施基本都是由于上述原因被研究出来的，其分类归纳如下。

1. 提高同步稳定性、防止失步的措施

（1）送端电厂的稳定控制。这类措施都安装在送端系统的主力发电厂内，除了调速器、调压器的作用外，通常都采用强有力的断续动作的控制方法。其中主要有：

1）快速控制汽机进汽阀门（即快关）。由于快速限制了汽机的输入能量，可以消除作用在转子上的加速转矩。快关通常控制的都是中间再热式机组的中压截止阀门。根据汽门再开启的情况，一般可分为短暂快关与持续快关两种。快关的优点是不解列、不停机，在事故后的几分钟内就能重新满负荷运行。这一措施在国外许多国家得到采用，收到重大经济效益。然而在国内的推广应用工作还一直进展迟缓。

2）电气制动。利用大量的制动电阻在故障瞬间吸收发电厂内的过剩功率，能有效提高系统的暂态稳定。这一措施在前苏联、加拿大、美国、日本及中国均得到了应用。目前世界最大的制动电阻容量为 140 万 kW，装设在美国 BPA 的主约瑟变电所内。作为暂态稳定控制时，制动电阻从系统中切除的最佳时刻在 $\Delta\omega=0$ 时，电气制动的投切控制应由稳定装置按照系统的稳定情况来实现。

3）切机。这是一项简单易行的稳定措施。在水电厂应优先采用。火电厂的切机应该慎重，只有当快关实现困难或快关效果不足（例如在电厂出线上发生严重的相间故障）时，才考虑使用，这主要是因为火电机组的并网操作是非常复杂的。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

4）强行励磁。对励磁电流进行断续的“乒乓”控制，可以取得良好的暂态稳定控制效果。

5）电力系统稳定器（PSS）。当发电机采用快速励磁系统时，PSS对增加系统的阻尼、抑制低频振荡、提高系统的动态稳定水平是非常有效的。另外对平息暂态过程的后续振荡作用也很大。但对PSS在系统内的正确配置、控制方式的选择需要认真地研究。

6）超导贮能装置的应用。超导贮能是一项新技术，具有响应快、能量转换效率高、无损耗等特点。研究试验表明，它对暂态稳定控制、抑制低频振荡等效果显著。美国BPA30MJ超导贮能系统已经投入电网运行。

(2) 输电系统的控制。输电系统的紧急控制对改善电网的暂态稳定起着非常重要的作用。这方面的措施主要有：

1）快速切除电网中的故障元件。快速切除短路故障能有效地减少送端电源的加速能量，使系统尽快过渡到事故后运行方式，这是提高暂态稳定最根本、最有效的措施之一。目前我国现有条件下能达到的最快切除时间为：220kV线路近端不大于0.1s，远端不大于0.1～0.12s；500kV线路近端不大于0.07s，远端视选用的高频保护型式而定。

2）正确选用自动重合闸的方式和重合的时间。正确选用重合闸方式可以减轻对系统的再次冲击，使系统尽快恢复正常运行。恰当地控制重合闸的时间对提高暂态稳定将产生有利的效果。因此，使用重合闸时应充分考虑到系统稳定性的特殊要求，正确地选择重合闸方式和重合闸时间。

3）采用超高压输电技术。超高压输电能大幅度提高输电线的传输能力。国外目前已成熟地使用了750kV电压等级，并正在试验和建设1000kV电压等级的超高压输电线路。

4）增设中间开关站。对于平行双回线路，增加中间开关站后，发生短路故障时只需要切除整个线路的四分之一，因而能显著减少系统的联系阻抗（与无中间开关站时相比），增加事故后的传输功率极限。但中间开关站的设备投资巨大，选用时应进行全面的技术经济比较。

5）串联电容补偿。由于串联电容器补偿了线路的部分电抗，等于缩短了输电线的距离，故能够改善系统的静态稳定和暂态稳定。然而串联补偿措施也存在一些问题，选用时应认真考虑。例如，补偿度过大时可能引起系统的次同步振荡；短时出现的过补偿将会对发电机产生负阻尼作用，可能引起空载变压器投入时的低频谐振，继电保护整定配合困难也较大。

6）高压直流输电线路的快速功率调制。直流输电线路的送端换流站为整流方式，受端换流站为逆变方式，整流或逆变的功率大小很容易由改变晶闸管阀的导通角来进行控制；改变整流器与逆变器的功能可迅速使传输功率方向翻转；能迅速关断一个极或两个极。利用直流输电线路的这种快速功率调制能力，可以有效控制与之相连的交流系统的暂态稳定及动态稳定。目前各国的直流线路多数都具有这种功能。另外，利用直流线进行背靠背联网可以避免交流联网出现的一系列问题，取得更好的联网效益。

(3) 受端系统的控制。受端系统的控制措施主要有切集中负荷、装设静止补偿器与同步调相机以增加受端系统的电压支持等。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1）切集中负荷。当进行上述控制仍难以维持系统稳定时，应考虑快速切除受端系统的部分较集中的负荷。切除的对象最好是象大型炼铝厂那样的大工业负荷。短时切除这类用户不会对生产过程造成较大影响，而对电网的暂态稳定却能获得非常好的效果。

2）装设静止补偿器与同步调相机。这两种设备的主要作用是对安装点进行无功补偿，抑制由于负荷变化引起的电压波动。当这两种补偿设备带有快速控制和调节装置时，能有效增加中枢点的电压支持，从而提高电网的同步稳定性和电压稳定性。随着静止补偿器技术的发展，同步调相机有被其取代的趋势。

2. 提高系统频率稳定性的措施

系统失去频率稳定性的主要原因是由于大机组的跳闸或重载联络线的断开，使系统内有功功率的供需失去平衡，有功缺额的电网频率将要下降，功率过剩的电网频率将会上升。当频率变化范围超过大机组允许值时，将使大机组跳闸，引起恶性循环，导致电网频率的崩溃。解决的办法：一方面应尽量防止电网有功功率供需平衡的破坏；另一方面应通过切负荷、切机、电网之间的紧急支援来重新恢复电网内有功的供需平衡关系。因此，在电力系统规划设计时应考虑采取措施。

（1）限制发电功率与负荷之间可能出现的有功不平衡量。通过限制电网内单机最大容量，使其尽量不要超过系统总量的3%～6%。限制主干输电线路的潮流不要过大。这样一旦失去电源或联络线时不至于出现过大的供需不平衡量。

（2）改善系统的频率特性，系统保持有足够数量的旋转备用容量，并且按分层分区原则分散配置，加强电网之间的联系，包括采用背靠背的直流联网，事故时可以紧急相互支援。

（3）防止系统的解列事故。主要通过加强电网结构，增设平行干线，高压母线采用四分段或一个半断路器接线方式，应用单相重合闸或多回路时的多相重合闸，采用环网结构等，防止出现系统解列事故。

3. 防止电压崩溃的措施

（1）保持电网内无功功率的供需平衡。按分层分区的原则，使各层各区内的无功基本实现供需平衡，对无功不足的电网应装设足够的无功补偿设备；无功过剩的地方应装设电抗器来吸收无功，扩大发电机组超前和滞后的运行容量的范围，充分利用发电机进行无功电压的调节作用。

（2）改善电网的电压特性。改善电网的电压/无功特性。

4. 防止设备过负荷方面的措施

电网内的输变电设备受到热容量的限制，都只允许一定的过负荷倍数和过负荷时间。在规定的时间内如不能及时消除过负荷现象，除了引起设备过负荷跳闸外，还可能导致系统稳定破坏事故。对此，在设计时应引起足够的重视。

在进行电网规划设计时应对一些容易过负荷的线路采用大截面导线，对容易过负荷的变压器应增大容量或增加台数；加强电网结构，防止由于设备突然停止运行而引起健全设备的严重过负荷。

5. 系统失去同步后的措施

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

所有国内外电力系统重大事故的产生，几乎都是在系统失去稳定后因无预定对策而发展成灾害性后果的。长期运行实践表明，不管电网联系多么强、稳定措施如何完善，总会因一些不可预料的偶然因素的叠加而发生稳定破坏事故。失步后的对策措施是十分必要的，这方面措施主要有：

（1）有控制的系统解列。系统失步后在预先选定的合适解列点，把电网解列成两个以上的独立部分，一般能迅速平息振荡，避免事故扩大。但解列点的选择和解列方案的制订是一项十分复杂的任务。由于电网结构一般不尽合理，甚至环环相套，事故时还可能出现多频率的振荡，实际电网中往往很难选择到合适的解列点。如果在事先没有安排的情况下进行解列，其后果同样将使电网瓦解。因此，必须预先精心地安排电网的解列点，确定解列的判据，发生失步事故时尽可能进行综合判断，有控制地使系统解列，平息振荡事故。

（2）控制电源出力使系统尽快再同期。实践表明，系统失步振荡后切忌乱解列，而应尽量保持电网的完整性。送端主力电厂进行快速压出力控制，受端电厂进行增加出力的控制，创造条件使系统尽快拉入同步。由于电网的复杂性，电厂所处的送端、受端位置可能变化，因此应由自动装置进行判别。

（二）安全自动装置的主要作用

（1）监视和防止电网在正常运行方式或事故后运行方式下，电网的主干线路及系统间联络线的静态稳定破坏。

（2）防止系统在各种运行情况下短路故障引起的暂态稳定破坏。

（3）防止主干线、主变压器等设备无故障跳闸时系统稳定的破坏。

（4）当系统发生多重性故障、主保护拒动或断路器拒跳等严重情况时，应防止事故的扩大，避免系统出现大面积停电事故。

（5）在系统失去大电源时应防止系统频率崩溃，当系统内无功电源不足时应防止出现电压崩溃。

（6）防止、限制电网内主要电力设备（线路、变压器）的过负荷。

（7）系统失步后应有控制地使用电网解列或采取再同步措施，并防止解列后的电网出现频率异常和电压异常。

（8）改善系统的动态稳定性。

以上作用可以概括为：在电网正常运行情况下进行预防性安全监控，在发生事故扰动时进行紧急在线稳定控制，一旦系统失步后迅速进行事故处理。

（三）安全自动装置的基本构成

安全自动装置一般可由五个部分组成，即检测部件、判别部件、控制量的形成部件、控制量的分配部件及执行部件。

（1）检测部件。主要测量系统各有关状态变量的变化，例如有功潮流、电网频率、发电机组的功角、母线的正序电压等量；检测电网内发生的故障类型、故障的范围；检查各有关断路器的状态变化。

（2）判别部件。根据检测到的电网故障情况及状态量变化，按照预先选用的稳定判别方法（例如控制策略表、简单的判别式等），进行必要的计算，判别系统稳定的发展趋势，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一旦发现存在不稳定趋势时，立即采取控制措施。

（3）控制量的形成部件。按照故障的严重程度选定控制措施，并确定应该采用多大的控制量，例如切机的容量或台数、切除的负荷量等。一般都要依赖于大量的事前离线分析计算结果。

（4）控制量的分配部件。根据被控制对象的具体运行情况（例如机组的开停、带的出力大小等），把确定的控制量恰当地分配给各有关的控制对象。

（5）执行部件。按照分配的控制量对选定的控制对象实施控制操作，例如快关汽机的阀门、跳开发电机的断路器、切除馈电线路等。

对于集中型稳定控制系统或反应远方信息的安全自动装置，还必须包括传送远方信息的通道和通道接口。

（四）安全自动装置的分类及其在电网内的配置

安全自动装置的种类很多，在电网的安全稳定控制中发挥着各自不同的作用。一般可以按装置的功能进行分类。另外，我们还可以根据装置的作用范围、相互之间的配合关系，将其分为分散型与集中型两大类，以下来讨论这两大类及其在电网中的配置原则。

1. 分散型的安全自动装置

在安全自动装置发展的开始阶段它们都是分散型的，装置一般安置在发电厂或变电所内，检测当地的信息，解决的也多是安装点附近出现的安全稳定问题，对整个电网来说进行的是局部控制，装置彼此之间没有信息交换，不发生直接的联系。当然，这些分散的自动装置彼此之间都要受到它们接入的电力系统的特性影响，通过装置的动作原理、整定值及后备方式来相互协调配合。这里举出几种典型的分散装置的例子。

（1）低频自动减负荷装置。这类装置在按规定动作的频率值时相应减少规定的负荷百分数。

（2）送端电厂的稳定控制装置。这类装置一般检测电厂送出线路的有功潮流、故障类型和严重程度，按当地可能得到的信息判定系统的稳定情况，采取切机、快关汽门、电气制动及励磁控制等措施来提高系统的稳定性。

（3）各种动作原理的自动解列装置。在预先安排的解列点上装设反应失步振荡的振荡解列装置、反应低频率或高频率的按频率解列装置、反应无功不足引起的母线电压严重下降的低电压解列装置，都是为了防止事故的扩大。

（4）消除电厂出线的过负荷装置。当过负荷装置检测到电厂出线过负荷后，立即采取快速减发电机出力的方法可以消除过负荷现象。当发电厂的部分出线有过负荷危险情况时，应当装设这类消除过负荷的控制装置，防止设备本身过负荷跳闸引起的连锁反应或者由于过负荷烧坏设备。如果电厂装有不同电压等级的联络变压器时，消除低压出线过负荷一般还需要解列联络变压器。

2. 集中型的安全自动装置（系统）

随着电力系统的发展，电网结构日趋复杂，分散型自动装置在许多情况下不能满足电网安全稳定控制的需要，为此必须建立集中型安全自动装置（或称为安全自动装置控制系统），在较大范围内统一进行协调控制，以取得最佳的控制效果。电子技术、微机技术及电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

网通信技术的发展，为集中控制系统提供了有利条件。

三、电力系统通信与调度自动化

（一）电力系统通信概述

电力系统通信是为电力调度、生产、基建、电网自动化服务，同时又为防汛指挥、水文水情预报以及水利电力各种信息的传输服务。它是进行水利电力生产指挥和管理，确保电网安全经济运行，进行水库调度和防治洪水灾害的不可缺少的手段。因此，电力通信可靠与否，与国民经济利益和人民生命安全有着重大关系。为了实现大电网和大型水利枢纽的运行自动化和管理现代化，就必须有可靠、优质、灵活、由多种通信方式组成的水利电力专用通信网。

1．电力通信网的作用与指标

电力通信网的作用有电话通信和数据传输。

首先满足电力调度电话的要求，逐步开通行政、业务电话以及提供会议电话等。

电力系统高频保护的线路两端互相传送运行数据，当保护装置制定被保护范围内有故障时，立即动作于断路器跳闸。

电力调度对电网运行情况的监视，需从发电厂、变电所收集信息，经通信通道送到调度中心，实现电网的安全监视。当电网不断扩大和发展，形成多级调度，并利用电子计算机辅助调度工作和实现分层控制时，在上下级调度间需建立计算机通信，以交换信息。

电网调度自动化需通过信息收集，经处理计算，发出各种信息指令，实现发电自动控制、电网经济调度、远方控制负荷和机组开停等。

还有文字图像传真等都属于数据传输。

由于以上各种用途，电力系统通信必须有较高的性能指标。

（1）迅速性的要求。电力调度之间，或与厂、所之间的电话通信，当有需要时，应立即无延时地接通。

（2）清晰度的要求。为保证调度操作命令的正确无误，首先要保证电话的质量，要求在音质、音量上达到“舒适通话”，即在正常说话情况下，听到的语音如对面谈话一样。

（3）可靠性的要求。电力调度通信在任何情况下都不允许中断，因此调度对厂、所之间的通信要有备用通道。当主通道发生故障时利用备用通道联系。备用通道至少一路，并与主通道用不同方式、不同路径，防止因天气、施工等原因造成主、备通道同时受到破坏。调度通信要具有抗大风、大雨、大雪、大水等外力破坏的能力，在各种恶劣气候情况下，更需要保证畅通。

2．电力通信的方式

根据电力系统特点，并按照经济原则，通信网由多种方式组成。

（1）电力线载波通信。它是以高压输电线路和结合设备（包括结合电容器、结合滤波器、高频阻波器）为通道的，由于它以输电线传输信息，所以是电力网特有的一种通信方式。电力线载波具有通道机械强度高、维护方便、投资省等优点。因此，在输电建设项目中都列入电力线载波工程，以供通话、传输信息及继电保护使用。但它可用通信频段为 40～500kHz，每路通信需占 4kHz，不计重复用频段，最大为 115 路。因此，电网扩大后，已

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

不能满足需要。另外，在输电线路事故或线路检修接地时，通信往往中断。由于输电线的电晕和瓷瓶放电，造成电力线载波通信的杂音较大。

（2）微波中继通信。它是现代通信的主要方法之一，是利用微波在可视距离内进行直线传播的一种通信，每个中继段距离为50km左右。它的优点是通信容量大，与短波通信相比，通信质量较高，工作较稳定，可靠性可达99.98%，投资较省，可节约有色金属，但保密性和运行维护不如电缆通信优越。目前，微波中继通信已用作电力专用通信网的干线通信方式。

（3）卫星通信。这是利用通信卫星的转发来进行地面站相互间的通信。利用通信卫星的高度（35860km），可实现上万公里的远距离通信，可靠性达99.80%。但卫星成本昂贵，地面站设备技术要求高，有较大的信号延迟和回声干扰（一问一答约0.6s），所以卫星通信适合于边远山区水电厂，边远局与部、网局之间的通信。

（4）光纤通信。光纤通信在电力系统中的应用，始于80年代初期，目前在电力系统通信中的采用日趋广泛。它是根据光电子学原理，用激光作载波、用光导纤维作传输路径的通信。与电缆等通信相比，主要优点如下：

1）通信容量大，一对光纤最大能通15000路以上。

2）抗干扰性好，不受电磁干扰，在500kV、220kV高电压大电流环境中，通信畅通无阻。

3）多路成本低，当话路数达1920路以上时，光缆成本低于同轴电缆。但是，随着光缆生产成本的降低，光缆的应用必将得到更大的发展，电力系统专用的架空地线复合光缆的逐步成熟，必将进一步推动光缆在电力系统通信中的使用。

以上是电力通信网长距离使用的几种主要通信方式。在地区电力调度通信中，还有明线电缆、高频电缆、特高频、无线短波等通信方式，它们组成地区专用通信网。

（二）调度自动化概述

电网调度自动化是电力系统实现电网安全经济运行的一项技术手段，它在应用现代微电子技术和电子计算机的基础上，按调度管辖范围，收集运行工况和信息，进行安全监视、控制发电功率，辅助电力系统调度员指挥电力系统生产运行工作。

电网调度自动化系统具有较大经济效益，可以提高电网的安全运行水平。当发生事故时调度员能及时掌握情况，迅速进行处置，防止扩大事故，减少停电损失。地调采用自动化调度系统能减少停电率。当装备有直接监护用户用电的自动装置以后，可压低尖峰负荷。若采用分时和交换电价自动计量等经济办法管理电网，经济效益更大。因此，电网调度自动化是一项促进电力生产技术进步和有显著经济效益的重要工作，是电力系统不可缺少的组成部分。

调度自动化是一复杂系统，由信息收集、信息传输、信息管理、显示打印、自动控制等各种环节联合组成。从变电所、发电厂到各级调度所，它涉及电力系统所有单位。它主要由以下几部分组成：

（1）信息收集。收集发电厂、变电所的有功、无功、电压、线路负荷，以及水电厂的水库水位等信息。

（2）信息传输。将收集到的信息通过通信传送到有关调度。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(3) 信息处理。利用计算机将收集到的信息按调度要求进行分析、综加、储存、运算。

(4) 人机联系。工作人员通过控制设备，将处理后的信息在屏幕上显示或打印制表。

电网调度自动化功能分低、中、高三档。低档：SCADA；中档：SCADA+AGC/EDC；高档：SCADA+AGC/EDC+SA（总称 EMS)。

安全监控（SCADA）是指信息收集、处理和控制的自动化系统，通过人机系统的屏幕显示（CRT）和调度模拟盘，对电网运行进行在线的安全监视，并有越限告警、记录、打印制表、事故追忆、本系统自检，远动通道状态的监测等功能。对电网中重要断路器进行遥控，对变压器分接头、调相机及电容器等无功功率补偿设备进行自动调节或投切，实现电压监控。

自动发电控制和经济调度控制（AGC/EDC）是在线闭环控制功能，在考虑电网频率调整的同时，进行经济调度控制，直接控制到各个调频电厂，其他非调频电厂按日负荷曲线进行，并考虑线损修正，对互联电网实现联络线净功率偏移控制，对有条件的电厂实现自动电压和无功功率控制。

安全分析（SA）和对策是在实现网络结构分析和状态估计的基础上进行实时潮流计算和安全分析，目前只能进行静态的安全分析。根据 $n-1$ 原则进行事故预想，并提出对策，使调度人员提高处理事故的应变能力，通过约束和紧急控制等手段，解除线路过负荷，使电网保持正常运行状态。

（三）电力系统通信及调度自动化设计需遵循的主要原则

(1) 电力系统通信系统设计应从全网要求出发，统筹安排包括电话、远动、计算机、远方保护、安全自动装置等各种通道的综合设计。

(2) 通信系统设计应在一次系统设计基本完成和电力系统调度管理原则基本确定之后进行。通信设计的设计水平年和范围宜与相应的一次系统设计年限一致。

(3) 电力系统调度自动化系统设计亦应以一次系统设计为依据，并在系统调度管理制度体制和调度职责范围划分原则基本明确的条件下进行。

(4) 电力系统调度自动化系统应与电力系统的统一调度、分级管理体制相适应，并实现分层控制，系统总体设计应适合中国国情，力求经济实用。

(5) 调度中心工程设计的调度自动化部分应根据审定的调度自动化设计，确定各类设备的型式和规范，以及系统实施方案配置图。发电厂及变电所的调度自动化部分应根据审定的调度自动化系统设计，核实各种设备的调度关系和远动信息内容，落实设备型式、规范以及远动通道，落实与厂内自动化系统的接口。

(6) 网、省两级调度自动化系统应根据调度职责范围逐步实现以下总体功能：数据采集和监控，自动发电控制和经济调度，实用安全分析，计算机通信。

(7) 远动设备应满足远动信息采集和传送的要求，选用性能优良、运行可靠的定型产品，其容量宜按厂、所发展需要确定，发展时间宜考虑 10 年，一个厂、所宜采用一套远动终端，宜向一个调度端发送规定的遥测、遥信信息，但只能执行一个调度端的遥控、遥调命令。

(8) 各级调度对直接调度的厂、所通过远动直接收集信息，对非直接调度的厂、所，如

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

需要信息，通过其他调度转发。单机容量为300MW及以上或电厂容量为800MW及以上的电厂，以及参加自动发电控制的电厂和330kV及以上电压等级的枢纽变电所，应有两个独立的远动通道，并可进行自动或人工切换。220kV枢纽变电所有条件时也可有两个独立通道。

第十一节 高压直流输电

一、概述

直流输电是将交流电经整流器变换成直流输送至受端，然后再通过逆变器变换成交流送至用户使用。高压直流输电在工程上一般均采用双极接线，其主回路如图7-21所示。

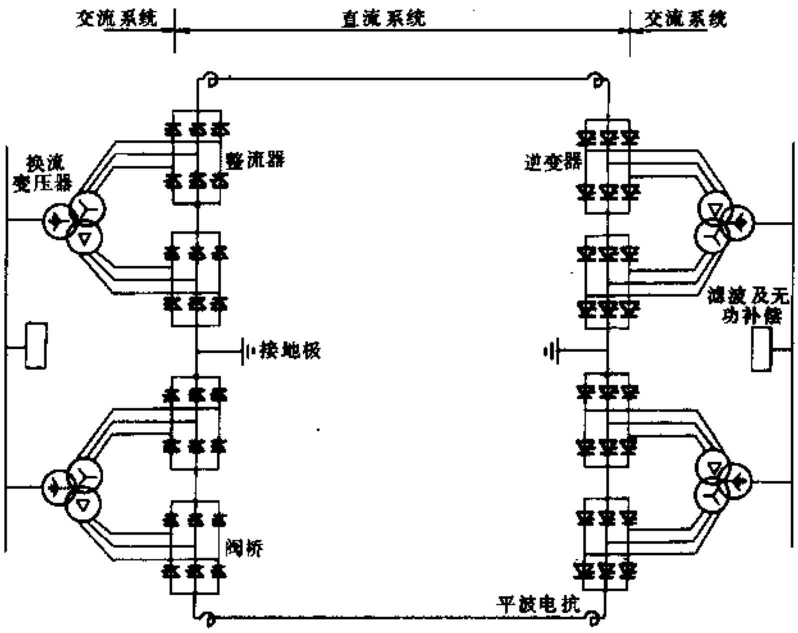


图7-21 直流输电主回路图

直流输电在我国是一项新技术，在一定条件下，它具有很大的技术经济效益。因此，在研究提高交流电网电压的同时，也应积极开展直流输电的研究工作。

直流输电主要有以下优点：

1. 线路造价低

从架空输电线和电缆二个方面进行比较。

对于架空输电线，交流输电线路要用三根导线，而直流输电线路只要用二根导线，当采用大地或海水作回路时，甚至只要一根导线即可。因此，在输送相同功率的条件下，直流输电就可节省大量有色金属、钢材、绝缘子等物力，并相应节省了大量人力。如果输电线路建设费用相等，则直流输送的功率约可为交流输送功率的1.5倍。

由于直流架空输电线仅使用二根导线组成回路，因此，在导线上的电阻功率损耗较交

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

流电为小；同时，它没有感抗和容抗，在线路上也就没有无功损耗；它也没有集肤效应，导线的截面能得到充分的利用。另外，直流架空线路由于具有“空间电荷效应”，它的电晕损耗和无线电干扰都比交流线路小。这样，不但在初投资，而且在年运行费用上，直流架空输电线也比交流架空输电线来得经济。

对于电缆，直流电缆比交流电缆的造价在同样电压等级下要低得多，因为绝缘介质的直流强度远高于交流强度。对于通常的油浸纸电缆，直流的允许工作电压约为交流允许工作电压的3倍，例如，交流35kV的电缆就可以用于直流100kV左右。因此，直流电缆输电的投资比交流输电要省得多。

2. 适宜远距离隔海输电

交流输电如果线路输送的功率大于自然功率，线路消耗的无功功率就大于线路产生的无功功率，受端的电压将低于发端的电压。反之，则受端的电压会高于发端的电压。因此，为了能正常运行，只有沿线路定距离安装并联电抗器来加以补偿，才能抑制线路末端或中间电压的过分升高。这对海底电缆就办不到。如果采用直流输电，敷设海底直流电缆，那么上述困难就完全不存在了。

3. 没有系统稳定问题

在交流电力系统中，所有连接在电力系统中的同步发电机都要保持同步运行，即在系统受到扰动后(不管这种扰动是大是小)，所有互联的同步发电机应具有保持同步运行的能力。由于交流输电线路具有电抗，输送的功率有一定的极限。当系统受到某种扰动后，就有可能使线路上的输送功率超过它的极限。这时，送端的发电机和受端的发电机失去同步，造成系统的瓦解。为了保证系统正常运行，必须使输送功率限制在“动稳定”的极限以下，最低限度也必须满足“静稳定”的要求。输送功率特性可用下式表示

$$P=\frac{E_1E_2}{X}\sin\delta_{12}=P_n\sin\delta_{12} \tag{7-20}$$

式中 E_1、E_2——送端和受端发电机的电动势；

X——线路、发电机、变压器的电抗；

δ_{12}——二电动势的相角差；

P_n——$P_n=\frac{E_1E_2}{X}$，称为静态稳定极限。

线路越长，X越大，稳定极限也就越小。为了提高静态稳定极限，必须采取一定的措施，例如使用串联电容器补偿线路电抗。但是这样相应增加了投资。

如果采用直流输电线连接二个系统进行输电，则由于直流线路没有电抗，所以不存在上述的稳定问题。因而，直流输电就不受距离的限制，也不需其他措施，同时它还可连接二个不同频率的系统。

4. 限制短路电流

如果用交流电连接二个交流系统，将使短路电流增大，有时增大到超过原有断路器的遮断容量，这就要更新大量设备。然而用一条直流线路来连接二个交流系统时，直流系统的“定电流控制”将快速地把短路电流限制在额定电流左右，即使在暂态过程也不超过2倍额定值。直流线路这种限制短路电流的功能，对于二个大系统的连接具有很大的实用意义。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

5. 调节快速、运行可靠

直流输电通过晶闸管换流器能容易地快速调整有功功率和实现"潮流翻转"(功率流动方向的改变)。这不仅在正常运行时能保证稳定的输出，而且在事故情况下，可由健全正常的交流系统对另一端事故系统进行紧急支援；或者当交流线路发生短路时，可短暂增大直流输送功率以减少发电机转子加速，提高交流系统的稳定性，从而提高整个系统运行的可靠性。

如果采用双极型的直流输电，一根导线是正极，另一根是负极，中性点接地（如图7-21所示)，在正常时中性点没有电流通过，当一根导线发生故障时，另一根导线即能以大地作回路，继续输送一半的功率，这样也提高了运行的可靠性。

但是，直流输电也有以下弱点：

1. 换流装置较昂贵

目前，我国采用晶闸管元件组成的换流装置，高压晶闸管元件的电压为2000V，电流为200～500A，这就要求由数百个元件串联组成一个桥阀。由于这种高压晶闸管元件目前成品率还不高，因此使直流线路的建设费相应提高。

2. 消耗一定的无功功率

直流输电的换流装置要消耗一定数量的无功功率，它取决于实际运行时的控制角和选弧角。一般情况下，约为直流功率的50%～60%。逆变侧的换流装置运行时的逆变角β比整流器的控制角α大，所以消耗的无功功率也较多。

3. 产生谐波影响

换流器在交流侧和直流侧都将产生谐波电压和谐波电流，从而使电容器和发电机过热，使换流器的控制不稳定，对通信系统产生干扰。为了限制这些谐波并降低其不良影响，一般都在交流侧安装调谐滤波器。这种滤波器由电容、电感、电阻串并联组成，其中电容能兼作无功补偿。对于直流架空线路，在直流侧有时也需装设滤波器。

4. 缺乏直流断路器

由于直流不存在零点，以致熄弧比较困难。尽管已试制成中、小容量的直流断路器，但尚未成熟可供使用。目前把换流器的控制脉冲信号闭锁，能起到断路器的部分功能，但在多端供电时，就不能单独切断事故线路，而要切断所有线路。

根据以上分析，直流输电适用范围如下：

1) 长距离、大功率的电力输送；

2) 采用海底电缆隔海输送电力；

3) 在出线走廊比较拥挤的地区，必须用电缆代替高压架空线进入城市时；

4) 两大系统联络或不同频率的二个电网的连接；

5) 配合新能源（例如磁流体发电与电气体发电都是高压直流电）输电。

二、直流输电电压等级的选择

1. 确定直流输电电压等级的经验公式

(1) 瑞典E·乌尔曼的经验公式

$$U_d = \pm 12P \tag{7-21}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

式中 U_d——双极直流线路线对地电压（kV）；

P——双极直流线路的输送功率（kW）。

（2）西德公式

$$U_d = \pm \sqrt{\frac{P \times L}{3.398 \times 10^{-3} \times L + 1.4083 \times 10^{-3} \times P}} \tag{7-22}$$

式中 U_d——双极直流线路的最佳直流运行电压（kV）；

P——双极直流线路的输送功率（kW）；

L——双极直流线路的长度（km）。

2. 确定直流输电电压的计算曲线

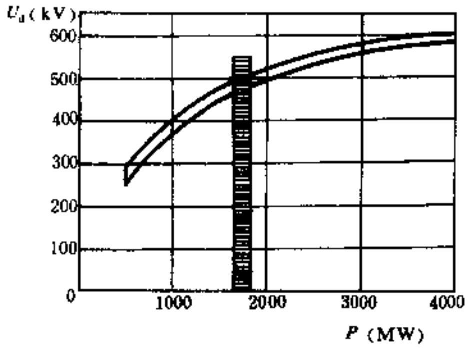


图 7-22 ABB 选择电压曲线

（1）端典 ABB 公司推荐的计算曲线。瑞典 ABB 公司推荐的计算直流输电电压与输送直流功率关系的计算曲线如图 7-22 所示。该曲线为一曲线带，当直流线路输送功率给定后，可由该曲线查出最高和最低两个 U_d 值，从此可找出直流电压范围。

（2）统计曲线。将世界各国已投运或正在施工中的直流输电工程的输送容量与输电电压间关系，进行统计分析，绘制出统计曲线，如图 7-23 所示。当直流输电线路的输送功率给定后，利用图 7-23 上的曲线可以很快地查出直流电压 U_d。

3. 确定直流输电电压几种方法的对比

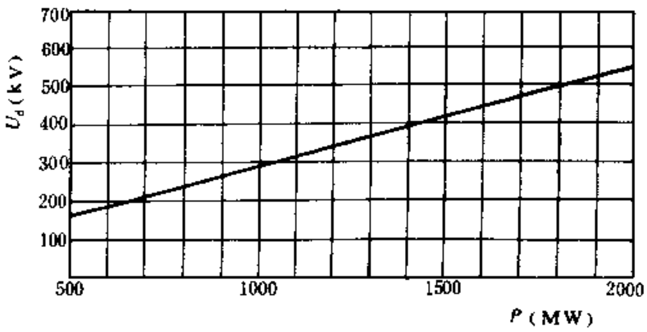


图 7-23 国际上已设计的直流工程中 U_d 与 P 的关系曲线

将按式（7-21）和式（7-22）计算出的输送功率与电压间关系曲线，以及图 7-22 和图 7-23 中的曲线，全部绘到图 7-24 内。

对 4 种方法绘制出的 6 条曲线进行对比分析后可知：

（1）当一回直流线路上输送功率 P 大于 2400MW 时，在用 4 种方法绘制出的 6 条曲线上，查出的 U_d 值随着 P 值的增加相差得越来越大。但当 P 为 1500～2000MW 时，查出的 U_d 值相差不太大。

（2）当 P 为 2000MW 左右时，在按式（7-22）计算出的两条曲线上查出的 U_d 值变化范围较其他方法都大，故在实际工程中不易立刻确定 U_d 时，在 ABB 曲线带上，也不易立刻确定实际工程的 U_d 值；但按式（7-21）和统计曲线，可立刻确定 U_d 值。

（3）当 P 为 2000MW 以下时，由统计曲线上查出的 U_d 值与其他方法相比较小，说明

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

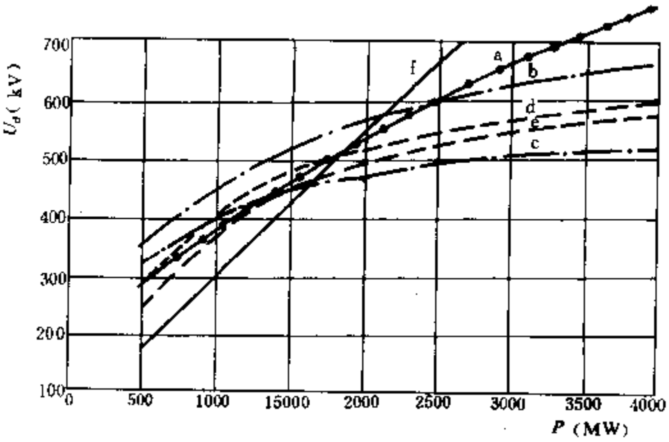


图 7-24 几种计算曲线对比

a—按式（7-21）计算出的曲线；b—按式（7-22）计算出的曲线，l=500km；c—按式（7-22）计算出的曲线，l=1000km；d，e—ABB计算曲线；f—统计曲线

实际工程中考虑到经济因素后，趋向选用 U_d 较小的值。

综上所述，在实际工程初步估算电压等级时，可优先应用统计曲线或式（7-21）来确定直流电压 U_d，最终采用的 U_d 值，还应该经过经济技术比较才能最后确定。

三、交直流输电经济比较

在高压直流输电的发展过程中，一直引起世界各国注意的就是它与交流输电相比的经济性问题。因此，在发展的各个阶段，经济比较总是一项探讨的课题，各国比较的内容与方法虽不完全相同，但其基本内容还是相似的。

1. 技术经济比较内容

（1）架空线或电缆的建设投资。架空线的建设投资中，概略地可分为几个组成部分：导线（与导线的截面积、导线每相的根数、线路的相数及回路数有关），杆塔（采用铁塔或水泥杆），金具与绝缘子（与导线每相的根数、线路的相数及回路数有关），其他（与施工占地、线路架设的地区地形、交通条件等有关）。电缆的建设投资也基本相类似，与电缆的截面、根数、敷设方式、敷设地区的地形（如跨海峡、进入市区）等有关。直流架空线与交流架空线相比，当导线截面积和线路绝缘水平相同时，它们所能传输的功率基本相同。但是，直流线路只要二根导线，有色金属和绝缘材料可节省三分之一，而且杆塔结构比较轻便简单，线路走廊也较狭窄，所以直流线路单位长度的造价较省。根据分析，在相同电压等级、同样传输容量下，一般直流线路的单位造价约为交流线路的60%～70%（我国实际为75%～85%）。按前苏联介绍的资料，对交流400kV线路和直流±400kV线路每公里线路造价的分析如表7-27所示。

（2）变电所和换流站的建设投资。直流输电中的换流站与交流输电中的变电所间的主要设备差别大致如表7-28所示。在变电所和换流站中一般的变压器、断路器、电抗器和电容器都有具体的综合造价指标，目前主要是换流站中的换流阀还缺少定型产品，只能根据桥阀的要求，从单个元件价格进行推算。根据国外设备价格对换流站各部分设备的投资比

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

例分析如表 7-29 所示。

表 7-27 交流 400kV 与直流±400kV 线路造价对照表

项目	直流线路	交流线路	直流占交流的比例(%)
杆塔和基础费用（千卢布）	72	127	57
导线和地线费用（千卢布）	78	118	66
绝缘子和金具费用（千卢布）	14	20	70
其他（千卢布）	41	45	91
总造价（千卢布）	205	310	66

表 7-28 交流变电所和直流换流站的主要设备比较表

主要设备	交流变电所	直流换流站
交流断路器	装于一次及二次侧	装于换流设备的交流侧
主变压器	升高或降低电压传输	升高或降低电压并作整流变压器
换流设备		交流与直流的变换
调相及补偿设备	电压调整、补偿无功功率及串联电容补偿	供给无功功率及兼作滤波电容
滤波设备		交流侧装设滤波设备
电抗器	超高压线路中防止过电压而装设的并联电抗器	直流高压侧的直流电抗器作滤波及限流用

表 7-29 换流站各部分设备投资的百分比

设备名称	西德 ±500kV (%)	瑞典 ±500kV (%)	日本 ±250kV (%)
晶闸管阀	37	30	54
整流变压器及电抗器	25	20	14.5

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

如表 7-31 所示。

表 7-30　　±400kV 直流输电换流站功率损耗分析表(前苏联)

换流站功率损耗的项目	损耗占额定功率（%）	换流站功率损耗的项目	损耗占额定功率（%）
主变压器和调压变压器	1.24	无功补偿的电容器组	0.16
汞弧阀	0.20	换流站自用电消耗	0.28
出口装置	0.08	换流站总损耗	2.14
阻尼装置	0.18		

表 7-31　　交流输电与直流输电年电能损失费之比

名	称	瑞　典	日　本	前　苏　联
架空线	变电所	0.384	0.735	0.532
	线　路	1.32	0.835	1.94
	电　晕	3.50		
电　缆	变电所	0.167 0.323	0.735	
	线　路	3.65 2.60	1.20	

2. 经济等价距离与输电能力

对输送一定的功率和一定的输送距离，需拟定直流输电方案和交流输电方案。

直流输电与交流输电在经济上最大的差别是：在输送相同容量时，直流线路单位长度的造价比交流线路要低；而直流输电两端换流设备的造价要比交流输电的变电所贵得多。所以当输电距离到达一定长度，直流输电线路加换流设备的投资与交流输电线路加变电所的投资相等时，这个输电距离就称为交流与直流输电的“经济等价距离”。在输送规定功率的情况下，如果输电距离大于经济等价距离，则采用直流输电比较经济；若小于经济等价距离，则宜采用交流输电。

从高压直流输电的发展实践可知，直流输电两端设备的单价将逐步比交流变电设备的单价有较大的降低，结果将使经济等价距离不断缩小。

为了考虑选择交直流方案，下面给出交、直流各级电压概念性的经济输送容量如表 7-32 所示。

表 7-32　　各级电压下交流和直流的经济输送容量表

电压等级	交流		直流	
	线路电压(kV)	单回路输送容量(MW)	线路电压(kV)	双极线路输送容量(MW)
超高压	525 800	600～1000 2000～4000	±400 ±500 ±600 ±700	500～1000 1000～2500 2000～4000 4000～6000
特高压	1100	5000～8000	±800	6000～9000

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

四、直流输电线路导线截面的选择

1. 按电晕选择

当开始出现全面电晕时的导线表面的电场强度 E_0 称为全面电晕电位梯度，它与气象条件、导线直径及导线的表面粗糙情况有关，一般在 30～31kV/cm。实际线路的表面最大电位梯度 E_m 都低于 E_0，超高压线路的 E_m 多为 E_0 的 80%左右。

对于双极直流输电线路，其 E_m 值按下式计算

$$E_m = U \frac{1 + (n-1)\frac{r}{R}}{nr\ln\frac{2H}{(nrR^{n-1})^{1/n}\sqrt{\left(\frac{2H}{S}\right)^2 + 1}}} \text{ kV/cm} \tag{7-23}$$

式中 U——导线对地电压（kV）；

n——导线分裂根数；

r——子导线半径（cm）；

R——通过所有子导线中心的圆周半径（cm）；

H——导线平均对地高度（cm）；

S——极间距离（cm）。

2. 按经济电流密度选择

选择方法见本章第八节。

五、换流变压器的选择

1. 换流变压器容量

整流站每极换流变压器的额定容量可按下式计算

$$S_e = \frac{P_{ed} \times \pi/3}{\cos\alpha - X_c^*/2} \text{ MVA} \tag{7-24}$$

式中 P_{ed}——整流站侧通过每极换流变压器的额定直流功率（MW）；

X_c^*——换流变压器自身额定容量下的短路阻抗标么值，一般在 0.13～0.18 间变化；

$\cos\alpha$——整流站侧的触发滞后角，$\alpha=15°$。

逆变站每极换流变压器额定容量可按下式计算

$$S_e = \frac{(P_{ed} - I_{ed}^2 R_d) \times \pi/3}{\cos\delta - X_c^*/2}, \text{MVA} \tag{7-25}$$

式中 $\cos\delta$——逆变站侧的关断超前角，$\delta=18°$；

I_{ed}——与 P_{ed} 相对应的额定直流电流（kA）；

R_d——单程直流输电线电阻（Ω）；

P_{ed}、X_c 同前。

2. 变压器二次侧（阀侧）交流额定电压

当直流系统运行在额定工况下时，整流站换流变压器二次侧的额定电压 U_{e2} 可按下式计算

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$U_{e2}=\frac{U_d}{\frac{3\sqrt{2}}{\pi}(\cos\alpha-X_c^*/2)}=\frac{U_d}{1.35(\cos\alpha-0.5X_c^*)}\text{ kV} \tag{7-26}$$

式中 U_d——本侧额定工况运行时的直流电压（kV）；

$\cos\alpha$、X_c^*意义同前。

逆变站换流变压器二次侧的额定电压U_{e2}可按下式计算

$$U_{e2}=\frac{U_d-I_dR_d}{1.35(\cos\delta-0.5X_c^*)} \tag{7-27}$$

式中 U_d、I_d、R_d、$\cos\delta$、X_c^* 意义同前。

3. 变压器型式的选择

目前各国均采用十二脉动的换流方式，以消除 3，9，15，…及 5，7，17，…等次谐波，每极（正或负）的换流变压器有二台双绕组（其中一台为 Y，y 接线，一台为 Y，d 接线）或一台三绕组的 Y，y，d 接线两种。变压器均采用普通变压器，但在技术上与交流变压器相比有许多特殊性。

采用一台三绕组变压器与二台双绕组变压器相比，能省掉一个交流出线间隔，降低工程造价。采用单相三绕组变压器，两极共用 1 台备用相，不仅能提高供电可靠性，而且还能减少变压器运输和制造上的困难，故一般多采用单相三绕组变压器。

六、无功补偿容量的确定

换流装置在工作过程中，需要消耗相当多的无功功率。换流装置所需无功功率的大小，除与输送功率有关外，还与触发滞后角 α、关断超前角 δ 有关。在正常运行情况下，整流装置所需的无功功率约为直流功率的 30%～50%，逆变装置约为 40%～60%。

换流装置需最大无功补偿容量一般发生在直流功率最大、直流电压最低、换相电抗最大和触发滞后角（或关断超前角）达最大等 4 种情况时。

1）整流站每极最大无功补偿容量 $Q_{dz\cdot max}$ 可按如下步骤计算：

求
$$\cos\varphi=U_{dz\cdot min}\left[\frac{U_{dz\cdot min}+\frac{0.955X_cP_{ed}}{0.98U_{ed}}}{\cos 18°}\right]^{-1} \tag{7-28}$$

则
$$Q_{dz\cdot max}=P_{ed}\text{tg}\varphi \tag{7-29}$$

2）逆变站每极最大无功补偿容量 $Q_{dn\cdot max}$ 可按如下步骤计算：

求
$$\cos\varphi=\frac{U_{dn\cdot min}}{U_{ed}}U_{dn\cdot min}\left[\frac{U_{dn\cdot min}+\frac{0.955X_cP_{ed}}{0.98U_{ed}}}{\cos 18°}\right]^{-1} \tag{7-30}$$

则
$$Q_{dn\cdot max}=P_{en}\text{tg}\varphi \tag{7-31}$$

七、换流阀片参数的选择

1. 换流阀片额定电流的选择

换流阀片的参数，主要受额定运行电流和最大故障电流影响。在系统设计阶段可采用

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电流设计系数 CDF 的方法进行选择，即

$$CDF = \frac{\text{元件的额定电流} \times \text{并联数} \times 3}{\text{直流系统的额定电流}} \tag{7-32}$$

多个元件并联将引起一系列复杂问题，不宜采用，一般并联数应为 1，电流设计系数 CDF 为 3～4。如果取 CDF 为 3，则元件额定电流和线路额定电流大小相同。

取定 CDF 值后，根据式（7-32）可求出元件的额定电流。式中直流系统的额定电流由可行性阶段确定的直流系统额定输送功率和额定电压求出。由式（7-32）算出元件的额定电流后，再参考国际市场上提供选择的大功率晶闸管元件参数见表（7-33），即可选出工程所需的元件参数。单片元件的换流功率在芯片直径取定后为一定值。

$$P_{ev} = U_{ev} I_{ev} = f(\varphi) \tag{7-33}$$

式中 P_{ev}——单片元件的换流功率；

U_{ev}——单片元件的额定电压；

I_{ev}——单片元件的额定电流；

φ——单片元件的芯片直径。

表 7-33 大功率晶闸管元件参数

厂 家	芯片直径（mm）	额定电流（A）	额定电压（V）	故障电流承受水平（A）
ASEA	Φ53	1000	2600	15000
	Φ77	2500	4400	32000
	Φ85～100	3500～4000	5000	50000
BBC	Φ50	500	2500	10000～15000
	Φ75	1800	4000	20000～30000
	Φ100	3000	5000	36000～50000
GEC	Φ50	980	2300	16400
	Φ75	1050	3200	16400
Siemens	Φ33	800	1650	9000～10950
	Φ44	800	2000～2800	12650～13400
	Φ44	1000	2800～3200	16700～19000
	Φ75	1400	4200	26000
东 芝	Φ60	1500	2500	30000
	Φ80	1500	4000	30000
日 立	Φ60	300	4000	16000

确定了 I_{ev} 和 φ（或 P_{ev}）后，U_{ev} 即为已知，相应地元件允许的故障电流承受水平（或称浪涌电流）也可选出。

当换流变压器参数确定后，就可以算出流过换流阀的最大故障电流，并与元件的承受能力进行比较，从而最后确定元件参数。

2. 换流阀串联元件数的选择

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

对于高压大容量直流工程，已不适合采用六脉动换流单元，而应直接采用十二脉动的换流单元，即再一换流单元中有 12 个晶闸管阀。所谓串联元件数就是指组成每一晶闸管阀的串接元件数。这个参数的选择直接关系到阀的经济性和可靠性。

每阀串联元件数可按下式选取

$$NEV=\frac{UPV(1+P_m+P_F)}{UEN}$$

式中 NEV——每阀串联元件数；

UEN——元件的额定电压（kV）；

UPV——与阀并联的避雷器的保护水平（kV）；

P_m——绝缘余裕百分比，一般取值为 0.1～0.2，它与阀串长度，均压回路的设计有关；

P_F——最大允许元件损坏百分比，最大可达 0.1。

当按上式选定了串联元件数 NEV 后，可按下式进行校验

$$UDF=\frac{NEV\cdot UEN\cdot NU}{UDN/2}$$

式中 NU——每极十二脉动换流单元数；

UDN——直流工程额定运行电压（kV）；

UDF——电压设计系数。

电压设计系数 UDF 的取值一般为 2.5～3.5，在 2.5～2.8 之间偏于经济，在 2.8～3.2 之间为中间水平，3.2 以上偏于保守。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第八章 无 功 补 偿

编者 何善瑾　　审者 李儒魁

无功补偿包括并联补偿、串联补偿、电容补偿、电抗补偿等内容。本章主要分析并联电容补偿。

第一节 概　　述

一、一般概念

电流电压随着时间按正弦规律作周期变化的交流电力系统，是当今有效利用能源、方便传输能源、灵活使用能源的有力工具。与直流系统相比，交流系统中除有功电源和有功负荷（电阻元件）外，还伴有感性元件和容性元件。当交流电力系统处于运行状态，电流通过感性和容性元件时，其感性容量和容性容量与有功电源和有功负荷一样也处在某一平衡状态。按有功电源和有功负荷的存在形式，通常习惯把感性容量（包括感性运行）视作无功负荷，把容性容量（包括容性运行）视作无功电源。这样，交流电力系统中，就可看成为有功电源负荷和无功电源负荷两个并存且不可分割的电力系统。在运行、设计、监测、

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

对比指标	有功系统	无功系统
正常运行时监测量的允许变化范围	瞬时变动允许范围： 小于±0.1Hz（±0.2%） 自动调频装置停用时： 小于±0.2Hz（±0.4%）	允许母线电压变化范围为额定电压的±（5%～10%）
负荷和监测物理量间的静态特性（在额定值附近）	$\frac{dp}{df}=1\sim2$ $\frac{dP}{dU}=1\sim3$	$\frac{dQ}{df}=-(2\sim10)$ $\frac{dQ}{dU}=4\sim6$
电源和负荷平衡的调整方式	全系统以整体形式集中调整，目标值1个，手段单一。	具有分散性，分地区调整。各地区网、各电压网有自己的目标值，一地区调整对其他地区影响不大，调整手段多样
功率输送原则	在技术条件允许的情况下，电能输送不受地理位置的限制	无功电源和负荷要就地平衡，不应长距离输送，尽可能减少电网有功损耗
电网损耗	有功损耗占有功负荷的10%以下	无功损耗占无功负荷的30%～50%
负荷曲线	最大值一般在傍晚，β值较小	最大值在白天，曲线较平缓，β值较大
影响潮流分布的主要因素	电网阻抗	电网阻抗、变压器分接头、节点电压

二、无功电源不足对系统的影响

无功电源不足，即无功并联补偿容量不能满足无功负荷的需要，无功电源和无功负荷处于低电压的平衡状态。由于电力系统运行电压水平低，给电力系统带来了一系列危害。

1. 设备出力不足

线路和变压器允许的通过容量降低；并联电容器按电压平方关系减出力，使无功电源进一步减少；发电机出力降低，电压降低10%～15%，有功和无功出力均减少10%～15%。

2. 电力系统损耗增加

发电厂厂用电增加；线路、变压器有功损耗和无功损耗增加。如线路电压平均降低15%，线路损耗增加约32%。

3. 设备损坏

由于电压低，用户电动机出力降低。如电压降低20%，电动机转矩减少36%，电流增加约20%～25%，设备温度升高12%～15%。电压再低，则电动机轴功率不足，被迫停转，绕组过电流，甚至烧毁设备。

电压低10%时，日光灯寿命缩短10%，低20%时则难以起动点燃。

4. 电力系统稳定度降低

无功补偿容量不足，迫使发电机无功出力加大，受端系统电压被迫降低，当送电线路发生故障时，受端系统因无功电源严重不足，电压进一步降低，如果电压低到额定电压的

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

70%以下，就可能引起电压崩溃事故，造成大面积停电。

无功电源容量充裕，但运行管理不当和调相调压手段不足，均能引起电压过高的危害。诸如，设备绝缘轻则降低寿命，重则击穿烧毁；引起设备过激磁，电流增大产生谐波和引起设备升温；照明设备寿命骤减等。但在系统中加强无功管理，强调无功电源和负荷的平衡和辅以有载调压等措施，一般在不增加设备的情况下，用户电压过高问题可以得到改善。

第二节　无功补偿设计原则

一、无功补偿与电网电压标准

（一）无功补偿的原则

无功补偿应按国家有关规定执行，主要内容有：

（1）电力系统的无功电源和无功负荷，在高峰和低谷时都应采用分（电压）层和分（供电）区基本平衡的原则进行配置和运行，并应具有灵活的无功调节能力与检修备用。

（2）电力系统应有事故无功电力备用，以保证负荷集中区在正常运行方式下，突然失去一回线路，或一台最大容量无功补偿设备，或本地区一台最大容量发电机（包括发电机失磁）时，能保持电压稳定和正常供电，而不致出现电压崩溃。

（3）无功补偿设备的配置与设备类型选择，应进行技术经济比较。220kV 及以上电网，应考虑提高电力系统稳定的作用。

（4）330～500kV 电网，应按无功电力分层就地平衡的基本要求配置高低压并联电抗器，以补偿超高压线路的充电功率。一般情况下，高低压并联电抗器的总容量不宜低于线路充电功率的 90%，高低压并联电抗器的容量分配应按系统的条件和各自的特点全面研究决定。

（5）330～500kV 电网的受端系统，应按输入有功容量相应配套安装无功补偿设备。其容量（kvar）宜按输入容量（kW）的 40%～50%计算。分别安装在由其供电的 220kV 及以下变电所中。

（6）220kV 及以下电网的最大自然无功负荷，可按式（8-1）计算

$$Q_{L\cdot max}=KP_{L\cdot max} \tag{8-1}$$

式中　$Q_{L\cdot max}$——电网最大自然无功负荷；

$P_{L\cdot max}$——电网最大有功负荷（发电负荷和外网送入负荷）；

K——自然无功负荷系数（详见第三节）。

（7）水轮发电机调相。远离负荷中心的水电厂，一般可不考虑调相。处在受端系统内的，经技术经济比较认为合理时，应配备有关调相运行的设施进行调相运行。

（8）无功电源中的事故备用容量，应主要储备于运行中的发电机、调相机和静止型动态无功补偿装置中，以便在电网发生因无功不足可能导致电压崩溃事故时，能快速增加无功电源容量，保持电力系统的稳定运行。

（二）电网电压标准规定

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（1）500（330）kV 母线。正常运行方式时，最高运行电压不得超过系统额定电压的+10%；最低运行电压不应影响电力系统同步稳定，电压稳定，厂用电的正常使用及下一级电压调节。

（2）发电厂和 500kV 变电所的 220kV 母线。正常运行方式时，电压允许偏差为系统额定电压的 0～+10%；事故运行方式时为系统额定电压的－5%～+10%。

（3）发电厂和 220（330）kV 变电所的 110～35kV 母线。正常运行方式时，为相应系统额定电压的－3%～+7%；事故后为系统额定电压的±10%。

（三）无功补偿和调压变压器

应在无功平衡的基础上选择调压装置，满足 SDJ161-85《电力系统设计技术规程》电压质量标准。

经调相调压计算，在系统各种运行方式下变电所母线的运行电压不符合电压质量标准时，应研究增加无功补偿设备以满足电压质量标准。在增加无功补偿设备无效果或不经济时，可选用有载调压变压器（除上述情况外，不宜采用有载调压变压器）。

二、按电压原则进行补偿

并联电容补偿的最基本要求是：满足负荷对无功电力的基本需要，使电力系统电压运行在规定的范围内，以保证电力系统运行安全和可靠。当电厂出线电压在 220kV 及以下时，其母线电压一般不宜高于额定电压的 10%。因此，各级电网的送受端允许有 10%的电压降。线路压降越大，输送无功电力越多。从利用发电机无功容量考虑，按电压原则进行无功补偿，可以让线路多输送些无功电力给受端。这一原则适用于无功补偿容量少，尚不能按经济补偿原则来要求的电力系统。按电压原则补偿，使电网中无功流动量加大和流动距离增加，电网有功损耗也相应提高。

三、按经济原则进行补偿

在电力系统无功补偿设备充裕，电网运行管理水平较好的情况下，并联无功补偿应按减少电网有功损耗和年费用最小的经济原则进行补偿和配置，即就地分区分层平衡。500（330）kV 与 220（110）kV 电网层间，应提高运行功率因数，甚至不交换无功。一个供电局（电业局）是一个平衡区，一个 500kV 变电所可作为一个供电区，35～220kV 变电所均可作为一个平衡单位，以防止地区间变电所间无功电力大量窜动。对用户则要求最大有功负荷时，功率因数补偿到 0.98～1.0。而且要求补偿容量随无功负荷的变化及时调整平衡，不向系统送无功。

四、无功补偿优化

经济合理地配置无功补偿设备，是电力系统经济运行和节省电力建设投资的重要方面。但要做出最佳补偿容量和配置方案，其计算工作量很大，在无计算机的年代这一工作无条件开展。目前现代计算工具已给进行无功补偿优化工作提供了物质基础。

在满足电压和其他安全约束条件下，无功补偿优化的目标函数一般有两种选择：

1. 以达到全系统网损最小为目标

运行的电力系统，无功总补偿量可视为常数，而负荷潮流却在不断变化，要使系统运行网损最小，对各补偿点的无功配置量应根据各种运行方式不断修正，即不断调节其出力

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

才能收到效果。以全系统网损最小为目标的无功补偿优化，可提出大负荷、小负荷等各种运行方式的无功补偿最优配置方案，以满足运行部门调整无功补偿量的需要。

2. 以经济效益最大为目标

在合理补偿的前提下，电网增加补偿容量后，电压质量提高，网损降低。但增加补偿容量需投入资金。因此，降低网损和节省投资两者有一综合经济效益。优化的结果是经济效益最大，年费用支出最少。以经济效益最大为目标的无功补偿优化，适合无功规划配置设计，以确定无功补偿量和分布地点。

关于无功优化程序，很多单位已可提供，本章不再介绍。

第三节 无 功 负 荷

电力系统无功负荷主要有异步电动机、变压器和线路无功损耗以及串并联电抗器等。

一、无功负荷的静态特性

电力系统电压（频率）缓慢变化引起用户或电力系统无功负荷相应变化的关系，称为无功负荷电压（频率）静态特性。

图 8-1～图 8-5 是华东电力设计院 70 年代对上海地区主要行业的无功静态特性的实测曲线，在此基础上根据用电结构分析得到上海地区的无功静态特性曲线。

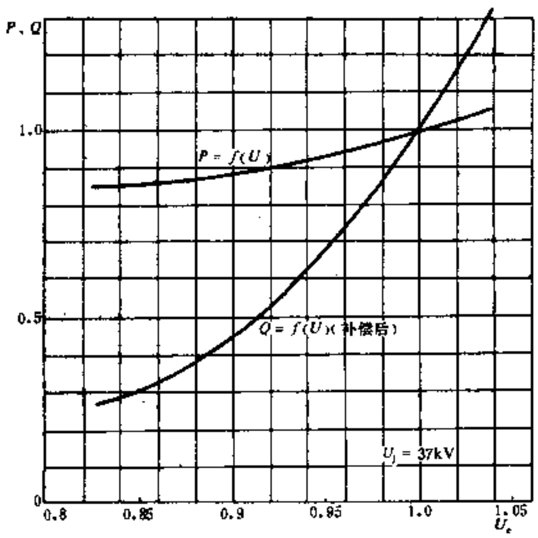


图 8-1 大型机械加工工业负荷的电压静态特性曲线
U_j—基准电压

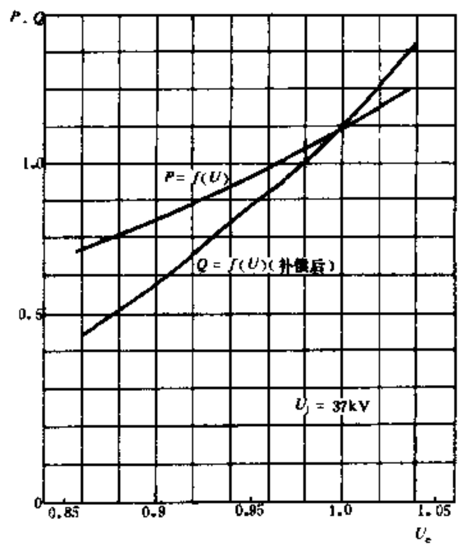


图 8-2 钢铁工业负荷的电压静态特性曲线
U_j—基准电压

在钢铁、大型机械加工、化学、纺织等主要行业中，化学工业的静态无功特性曲线较平缓，电压降到 85%时，运行位置已处在特性曲线的最低点；钢铁工业的静态无功特性曲线基本呈直线，有利于电压稳定。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

6

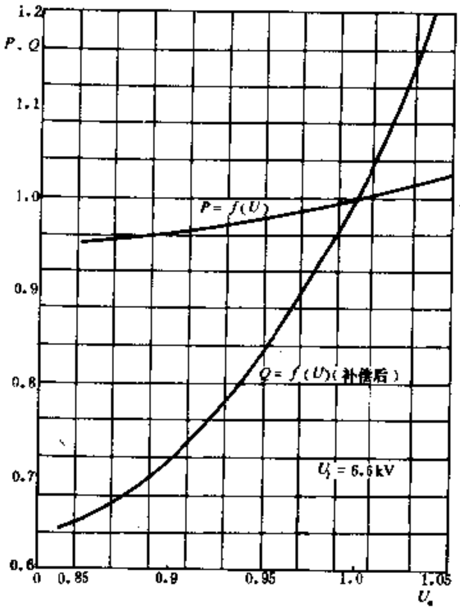


图 8-3 棉纺工业负荷的电压静态特性曲线
U_j—基准电压

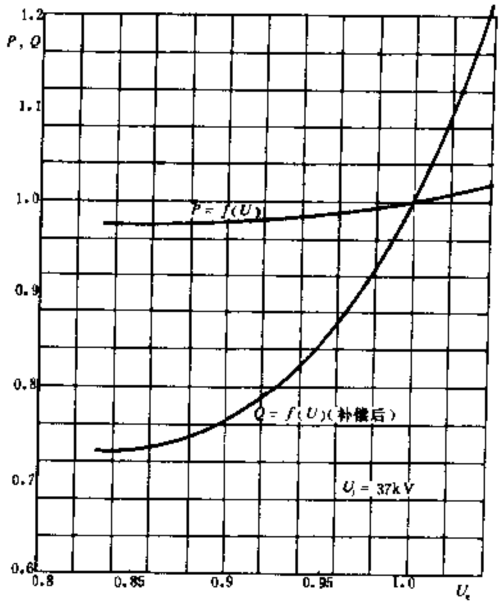


图 8-4 化学工业（化肥、焦化）负荷的电压静态特性曲线
U_j—基准电压

上海地区综合静态无功特性曲线，在额定电压（$U_e=1$）附近$\frac{dQ}{dU}=5$，在0.8U_e处$\frac{dQ}{dU}=1$，已接近特性曲线的最低点。

二、无功负荷的确定

无功负荷通常是借助于无功负荷对有功负荷的比值，即自然无功负荷系数K来确定。K值计算方法如下：

（1）从电力系统调度部门选用典型有功最大负荷日（一般为月中旬的非假日）的运行记录。北方的电力系统最大负荷日一般发生在11～12月，南方的电力系统最大负荷日一般在7～8月。从运行记录统计出有功总发电负荷（P_F）和无功总发电负荷（Q_F），以及网外净送入的有功负荷（P_W）和无功负荷（Q_W）。

（2）向无功补偿设备管理单位，电力局和电业（供电）局的生技、调度、用电管理等部门，了解最大负荷时实际投运的容性补偿设备总容量（Q_{cb}）。

（3）求出110kV及以上输电线路的充电总

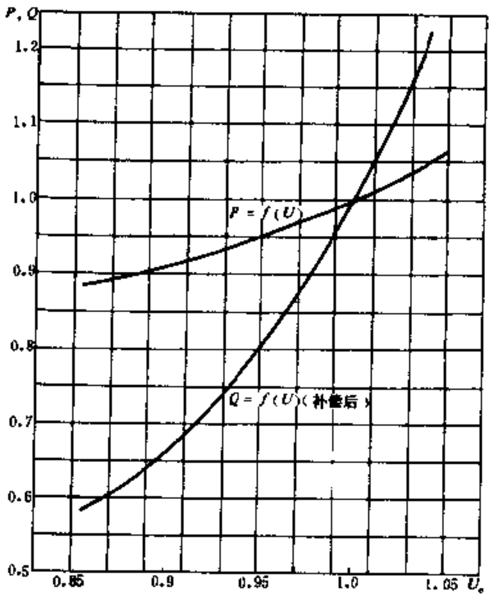


图 8-5 上海地区综合负荷的电压静态特性曲线

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

功率（Q_L），充电容量按平均电压计算。

（4）K 值计算式如下

$$K = \frac{Q_F + Q_{cb} + Q_L + Q_W}{P_F + P_W} \tag{8-2}$$

K 值大小与负荷构成、电网结构、运行电压水平有关。根据我国各电力系统分析资料，在电力系统电压正常的情况下，K 值最大可取 1.3～1.4。

地区电力系统的 K 值，受负荷构成的影响较大，一般为 1～1.3。当无实测值时，可参考表 8-2 和表 8-3 的数值。

表 8-2　　220kV 及以下电网的 K 值

变压级数	电网电压（kV）				
	220	110	63	35	10
	K（kvar/kW）				
220/110/35/10	1.25～1.4	1.1～1.25		1.0～1.15	0.9～1.05
220/110/10	1.15～1.3	1.0～1.15			0.9～1.05
220/63/10	1.15～1.3		1.0～1.15		0.9～1.05

表 8-3　　不同用电构成的电网的 K 值表

类型 / 代表地区 / 行业比重% / 行业及 K 值	一、机械工业		二、钢铁工业		三、化工、黑色、有色金属工业		四、大型综合性工业			五、化工、轻工	六、农业、轻工		七、中小型综合性工业	
	长春	哈尔滨	鞍山	本溪	吉林	抚顺	上海	大连	南京	青岛	苏州	无锡	营口	丹东
一、农业	14	9	3.5	3.5	3.5	1	2.7	5	6	9.5	40.8	35.7	17	11
二、工业	62	74	91	91	94	96	83	87	83	77.5	53.4	58	76	79
1. 煤炭	6	0	—	13	2	19	0	—	1	0	0	—	0	—
2. 石油	0	0	0	—	2	9	2	3	5	1	—	0	0	0
3. 黑色金属	2	—	85	53	29	10	20.7	15	17	6.6	5	11.3	4	8
4. 有色金属	0	12	—	5	3	51	1	—	1	—	0.9	—	27	14
5. 机械加工	35	34	3	3	3	—	9.7	14	10	12.4	7.6	11.3	6	6
6. 化学	4	8	—	7	40	3	24	40	31	27.2	15.9	13.3	9	24
7. 建材	3	5	1	7	2	1	1.7	6	9	3.4	5.3	4.4	2	2
8. 纺织	3	3	—	—	—	—	9	4	3	16	11.7	11.3	7	5
9. 造纸	0	—	—	—	4	—	6.6	—	—	2.2	1.6	0.9	12	15
10、食品	3	5	—	—	—	—		—	2	4.5	3.3	2	—	—
11. 其他	6	7	2	3	9	3	8.3	5	4	4.2	2.1	3.5	9	5
三、交通运输	9	1	2.5	0.2	0.2	0.1	0.3	1	1	0.9	0.4	0.2	1	1
四、市政生活	15	16	3	5.3	2.3	2.9	14	7	10	12.1	5.4	6.1	6	9
K 值	1.25		1.10		1.0		1.20			1.20	1.30		1.25	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 8-3 是在东北地区 70 年代无功分析资料的基础上进行了修正，又补充了华东部分地区 80 年代的分析资料后编制而成的。表中第一～四类均系大型企业的重工业区，第五～七类为中小型企业为主的用电类型。

第一类是以机械加工工业为主的用电结构，异步电机比重大，以长春和哈尔滨地区为代表。

第二类是钢铁工业为主的用电结构，包括矿石开采、炼铁、炼钢、轧钢的全套钢铁生产流程，其他工业比重不大。以鞍山、本溪地区为代表。

第三类是大型连续生产的工业用电结构，工业用电占地区用电量的 90%以上。地区以铁合金、合成氨、电石、有机化工、有色金属冶炼、石油加工等高能耗的行业为主。以吉林和抚顺地区为代表。

第四类是综合性工业地区。以化工、钢铁为主，其他如石油加工、机械加工、建筑材料、轻工纺织等工业均有相当比重。以上海、南京、大连为代表。

第五类以化学、轻工业为主。除化学工业外，纺织、造纸、食品 3 项工业用电占 22.7%，比重较一般地区高。以青岛地区为代表。

第六类以农业、轻工业用电为主，其用电比重占 50%以上。以苏州、无锡地区为代表。

第七类是以综合性中小型工业为主的地区。以丹东、营口地区为代表。

第四节 无 功 电 源

无功电源包括发电机，线路充电功率（一般只计 110kV 及以上的架空线路和 35kV 及以上的电缆线路），电业部门和用户的无功补偿设备的容性可用容量。

一、同步发电机

发电机是主要无功电源之一，在向系统送出有功电力的同时也送出无功电力，其额定送出容量见表 8-4。

表 8-4 汽轮发电机额定有功和无功容量表

额定有功容量 (MW)	额定无功容量 (Mvar)	$\cos\varphi$	扣厂用后可送出容量 (Mvar)	升压后高压侧可送出容量 (Mvar)
3	2.25	0.8	2	1.8
6	4.5	0.8	4	3.5
12	9	0.8	8	6.7
25	18.8	0.8	17	14
50	37.5	0.8	33	27
100	62	0.85	54	40
125	77.5	0.85	67	48
200	124	0.85	110	75
300	186	0.85	160	110
500	310	0.85	270	186
600	291	0.9	240	140
800	387	0.9	325	200

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

50MW 及以下发电机组一般接入 6～110kV 电网，距负荷的电气距离近，功率因数为 0.8。100MW 及以上发电机组一般接入 220kV 及以上电网，送电距离和电气距离距负荷均较远，电力需降压 2～4 级才能送给负荷。100～500MW 机组功率因数一般为 0.85，600MW 及以上机组功率因数一般为 0.9。

为了满足调相调压、无功备用和经济运行的需要，发电机无功出力一般不满载。随着电力系统容量的增加，大机组、远距离、超高压送电的比重增大，发电机无功容量的利用率会进一步降低，这一趋势意味着无功补偿度提高。

水轮发电机组为非定型产品，额定容量和功率因数根据水电厂的具体情况确定。

二、调相机

调相机在过励磁运行工况时为无功电源，向系统供出无功（容性运行）；在欠励磁运行工况时，相当于电抗器，消耗系统无功（感性运行）。调相机感性运行的最大容量一般为容性的 50%。

当调相机端电压在额定电压的 95%～105%范围内时，调相机可供出额定容量；系统故障时，投入强行励磁增加容性无功出力，有助于提高母线的故障电压。

调相机参数见表 8-5。

表 8-5 调相机参数表

厂家		上海电机厂		前苏联		
型号		TT-30-11	TTQ-60-11	KCB-75000-11	KCB-100000-11	KCB-160000-15
容量 (Mvar)	容性	30	60	75	100	760
	感性					80
额定电压 (kV)		11	11	11	11	15.75
额定电流 (kA)		1.575	3.15	3.94	5.25	5.86
转速 (r/min)		1000	1000	750	750	750
$G \cdot D^2$ ($t \cdot m^2$)		40				
电抗 (%)	X_d'	40.96	59.05	36.0	40.0	43.0
	X_d''	16.48	24.25	23.0	20.0	20.5
	X_2	16.14	23.77			
强励顶值倍数		2	2.5			

三、线路充电功率

运行中的送电线路，既是无功负荷也是无功电源。其产生的无功电力与运行电压的平方成正比，其消耗的无功电力与其导线通过电流的平方成正比。

送电线路单位长度的充电功率见表 8-6。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电缆线路的充电功率见表 8-7。

表 8-6 送电线路充电功率表

电压等级 (kV)	110	220		330	500		750
		单根	双分裂	双分裂	三分裂	四分裂	四分裂
充电功率 (Mvar/km)	0.034	0.14	0.19	0.41	1.03	1.18	2.40

注 表中充电功率按平均电压计算。

表 8-7 单芯铅包充油电缆充电功率表(Mvar/km)

截面 (mm²) \ 电压 (kV)	35	110	220	330	500
100		1.07			
180		1.2			
270		1.23	3.25	6.5	
400	0.09	1.26	3.57	7.2	
600	0.1	1.52	3.9	7.77	
680		1.58	4.05	8.0	17.3
920	0.12	1.75	4.45	8.74	
1200		2.07	5.2	10.1	
1600		2.3	5.73	11.1	
2000		2.51	6.2	11.92	

注 表中充电功率按平均电压计算。

四、并联电容器

并联电容器是电力系统中主要的无功电源，其出力与端子的运行电压平方成正比。

电容器长期允许稳态过电流为额定电流的 1.3 倍，允许承受的稳态过电压不应超过额定电压的 1.1 倍。

电容器有功损耗不大于额定容量的 0.06% (全膜)。

五、静止无功补偿器(SVC)

静止无功补偿器是由电容器和电抗器组合而成的补偿设备，其中电容器部分一般分为数组，投切方式分为断路器投切电容器组 (MSC) 或晶闸管投切电容器组 (TSC)。由于静止无功补偿器中的晶闸管控制设备和电抗器装置在运行中会产生高次谐波，因此，需把部分电容器构成高次谐波滤波器 (FC)，主要是 5 次和 7 次滤波器。滤波器在泄漏高次谐波电流的同时，也向系统供出无功电力。

静止无功补偿器中的电抗器型式有：晶闸管控制电抗器 (TCR)，直流励磁饱和电抗器及自饱和电抗器 (SR) 和开关投切电抗器 (MSR)。

根据我国实际情况，在电力系统中采用的静止无功补偿器的组合形式有以下两种：

1) TCR+MSC+FC 或 TCR+MSC+FC+MSR；

2) TCR+TSC+FC。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

两种组合形式的主要差别，在于对电容器组的控制方式。MSC 投资省（一般比 TSC 节省 20%），运行经验多，在采用快速开关时，投入时间约为 40～50ms；TSC 可分相调节，投入时间约为 10ms，且无冲击电流。

在无特殊需要的情况下，应首先采用含 MSC 的组合形式。

第五节 并联无功补偿设备选型

一、一般情况

电容器、调相机和静止无功补偿器是无功容性补偿的主要设备。

70 年代前，国产电容器质量差，损坏率很高。有的产品年损坏率高达 40%，加上投切开关和保护设备不配套，使电容器补偿装置存在很多问题（诸如：需不断补充设备；运行人员不愿投入设备运行，投入的设备担心事故而不愿巡视检查；不能进行频繁投切，以调节无功稳定电压等）。因此，在选择补偿设备时，调相机处于重要地位。在经济上 30Mvar 及以上容量的调相机可与同容量的电容器补偿装置相比。

80 年代后，制造电容器的设备、材质和工艺水平均有很大改进和提高，使电容器质量得到很大提高，年损坏率降为 0.4%以下。配套设备质量也不断完善，电容器补偿的优点得到发挥。

我国调相机安装比重$\left(\dfrac{\text{调相机}}{\text{调相机}+\text{电容器}}\right)$的变化见表 8-8。

表 8-8 调相机安装比重表(%)

年 份	全 国	华 北	东 北	华 东	华 中	西 南	西 北
1981 年	18.7	12.8	18.9	19.4	24.2	22.8	11.5
1984 年	13.8	8.7	15.5	13.4	18	18	8.75
1987 年	10.9	7.5	12.6	9.7	14.5	11.7	8.6

从表 8-8 中可见 80 年代初期调相机占补偿容量的 20%左右，80 年代后期则降为 10%左右，说明调相机因其在经济、安装、运行等方面的缺点，安装容量受到了抑制。

在系统事故时，调相机快速反应，加大无功出力，提高故障点电压，这是对系统稳定有利的一面。但是，调相机又是具有机械惯性的移动设备，与相同容量的汽轮发电机组相比，转子较轻，惯量小，系统事故时，其行为对输电系统稳定的利弊与电网结构有关。当电网结构较强且受端系统容量大时，调相机对系统稳定有利；在电网结构单薄（如大系统单回线长距离向一地区系统送电）时，受端系统中调相机的摆动对地区系统的稳定会有不利影响。在工程设计中采用调相机进行补偿时，需作具体计算分析。

目前调相机在全国尚有 4000Mvar，其中经改造作调相机使用的发电机占相当比重。国产调相机最大单机容量为 60Mvar，安装的最大单机容量是天津 500kV 变电所的 160Mvar 苏制调相机。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

静止无功补偿器是既具有调相机的特性、又有电容器补偿装置优点的无功补偿设备，单位造价与调相机相当。目前在冶金行业已采用，电力系统中在500kV凤凰山、沈阳、郑州、株洲和江门等变电所已投入了由单组容量60～135Mvar相控电抗器组成的静止无功补偿器。装设的目的是：提高220kV侧电压稳定性；提高送电线路输送能力和暂态稳定；提高电网动态稳定和抑制功率振荡；削弱电气化铁道引起的负序电流的影响。

静止无功补偿器和调相机快速补充无功容量、维持系统故障电压的特性，提高了系统暂态稳定，但与投入电容器组相比，其提高幅度不大。经华北电力设计院和东北电力设计院在具体工程中的分析，提高幅度在31%以下。因此，如果考虑用调相机或静止无功补偿器作为提高暂态稳定的措施，需作具体经济技术分析。

静止无功补偿器和调相机提高暂态稳定度与电容器组比较效果不明显的原因分析如下：在系统事故时，电容器无功出力锐减，相反静止无功补偿器和调相机出力增加。但事故切除后，电压恢复，3种设备的无功出力相差不大。影响暂态稳定度的因素，主要是在短暂的故障时间里。目前由于系统继电保护（主保护）和快速开关已能使系统故障迅速切除（一般220kV线路故障切除时间为0.15s；500kV线路故障切除时间也在0.1s以下），调相机和静止无功补偿器快速补偿无功电力维持电压的特性，未能得到发挥。因此，对提高系统暂态稳定度的效果不会很显著。

二、调相机、静止无功补偿器、电容器电抗器组的选型

按综合性能基本一致考虑，并联无功补偿设备分为3大类，即并联电容器电抗器组合、调相机、静止无功补偿器。

并联电容器电抗器组具有投资省、电能损耗小、维护简单、建设工期短等优点，在一般情况下，应首先采用电容器电抗器组作无功补偿设备。

在技术需要、经济合理的情况下，可采用调相机或静止无功补偿器。

1）长距离送电线路，中间需电压支持，以提高系统稳定时；

2）母线电压受负荷影响而变化频繁，幅值虽不大，但影响其他用户供电质量时；

3）带有冲击负荷（如轧钢负荷）的母线，无功负荷变化幅值大、速率高，需保持供电电压时；

4）受端系统稳定需要时。

三、高压电抗器和低压电抗器选型

500（330）kV电网的无功感性补偿设备为高压电抗器和低压电抗器。低压电抗器单位投资小，运行中可根据系统无功平衡情况灵活投切分组设备。在一般情况下应首先采用低压电抗器，在下列情况时应考虑装设高压电抗器：

1）在正常、一重非正常运行方式和一重故障型式下，线路断路器变电所侧和线路侧的工频过电压分别超过网络最高相电压的1.3和1.4倍时；

2）当单回线送电发生瞬间接地故障需采用快速单相重合闸保持系统稳定时；

3）系统同期并列操作需要时；

4）防止发电机自励磁需要时；

5）发电厂因无功平衡需要，而又不便装设低压电抗器时。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电容器电抗器组合、调相机、静止无功补偿器的技术经济比较见表 8-9。

表 8-9 电容器电抗器组合、调相机、静止无功补偿器的技术经济比较表

指 标	电容器电抗器组合	调 相 机	静止无功补偿器
过负荷能力	无	短时间 1.5 倍	无
有功损耗	0.13%	1.7%	0.87%
维护检修	维护工作量小，检修不影响供电	维护工作量大，需有专职维护人员，2～3 年大修一次，每年平均停机 20～30 天	维护工作量较小
附属设备	无	附属设备多，有油、水冷却系统，补给水量大	晶闸管有水冷却系统
冷却水量	无	需水量最多	补给水量为调相机的 3%左右
响应时间	普通断路器 25Hz 以上	5～10Hz	1～2Hz
调压精度	阶跃变化	连续均匀调压	同调相机
对系统稳定的影响	出力受电压影响，事故时出力降低，对维持电压不利	一般情况下，可维持电压，提高静态动态稳定。由于励磁装置和机械惯性影响，对连接较弱的系统有不利于暂态稳定的可能	响应时间快，对系统静态、动态稳定均有益
装置的谐波量	不 计	不 大	需装设 5、7 次滤波器消除谐波
相调节方式	三相调节	三相调节	分相调节
单位造价	最 少	约为电容器的 2 倍	与调相机相当

第六节 无 功 电 力 平 衡

无功电力平衡的目的：

1）规划电力系统和地区电力系统对无功电源的总需要量，为规划部门安排无功电源建设提供依据；

2）确定电力系统和地区电力系统无功补偿容量和年度补偿新增容量。

随着超高压 500（330）kV 电网的建设和城市电缆线路的发展，并联无功补偿不只限于容性无功的平衡。为了有益于超高压电网和城市电网的电压控制，对 500（330）kV 电网和城市电网的充电功率，需进行感性无功平衡和分析，以确定超高压电网和城市电网对高低压电抗器的需要量。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一、电力系统的无功电力平衡

电力系统无功电力平衡的内容见表 8-10。

表 8-10 中 K 值可取 1.3～1.4；发电设备无功安装容量按额定功率因数计算，并随装机容量增加而增长；线路按电网现有和规划设计方案确定线路长度，再根据表 8-6 中的数据计算其充电功率。由于电缆线路相对较少，电力系统的无功平衡可不计及。500（330）kV 线路充电功率按 50%计算（因考虑有高压电抗器固定连接在线路上，充电功率按 50%计算）。

对于容量较大的电网，220kV 和 110kV 线路较多，如果远景线路不便统计，其长度可作估算：

1）220kV 线路按每 10MW 装机配置 8～10km 估算；

2）110kV 线路按每 10MW 装机配置 10～15km 估算。

补偿容量中应包括调相机，不计同步电动机。

表 8-10　　电力系统无功平衡表

指　　标	年	年	年
(1) 最大有功发电负荷 (P_F)			
(2) 最大无功负荷 ($Q_{L \cdot max}=KP_F$)			
(3) 需无功电源安装容量 ($1.15Q_{L \cdot max}$)			
(4) [illegible]			

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 8-11 中最大有功负荷为地区电厂发电负荷和外网送入有功负荷之和。

表中 K 值无实测值时，可参考表 8-2 和表 8-3 中数值。

由于地区系统电缆线路充电功率比重相对增加，平衡中计入电缆充电功率。可参考表 8-7 计算。

由 220kV 线路从网外送入地区电力系统的无功功率，与地区负荷和远方电厂间的距离有关。可参考表 8-12 确定输入的无功容量。

表 8-12 220kV 变电所高压侧受电功率因数

受电距离（km）		100	150	200	250
按电压原则	$\cos\varphi$	0.92	0.95	0.98	1.0
	$\text{tg}\varphi$ (Q/P)	0.426	0.329	0.203	0
按经济原则	$\cos\varphi$	0.98	1.0	—	—
	$\text{tg}\varphi$ (Q/P)	0.203	0	—	—

500（330）kV 变电所二次侧向地区电网送出的功率因数，按 0.98～1.0 计算。

三、500（330）kV 电网层的无功平衡

（一）并联电抗器补偿

500（330）kV 超高压输电网在建网初期，有几个特点：

1）500kV 线路电压水平高，充电功率较多；

2）输送容量小，无功损耗少，剩余充电功率多；

3）与 220kV 电网相比，接入 500kV 电网的单机容量相对偏小，使线路轻载运行的时间加长；

4）当500kV 线路输送容量接近自然功率时，采用单回线送电方案尚未被设计和运行部门毫无顾虑地接受，而是从供电安全可靠出发，往往采用双回线送电，使线路正常运行的潮流较轻。

由于上述原因，500kV 电网有一个相当长的轻载时期，如不对剩余充电功率进行电抗补偿，将会引起电网运行电压偏高。多余充电功率将流向低压网，流进发电机，造成系统调压困难。

按照分层分区无功平衡的原则，要控制 500（330）kV 电网层无功少流和不流向低电压网，需对充电功率进行平衡，以确定变电所和发电厂内高、低压电抗器的补偿容量。

变电所或发电厂的电抗器补偿总容量 Q_{kb} 可按下式计算

$$Q_{kb}=\frac{l}{2}q_cB \tag{8-3}$$

式中 l——接入某变电所或电厂的线路总长度（100km）；

q_c——单位充电功率（Mvar/100km）；

B——补偿系数，根据《电力系统电压和无功电力技术导则》要求，高低压并联电抗器总容量的补偿系数不宜低于 0.9。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（二）并联电容器补偿

1. 变电所并联电容器补偿的目的

1）补偿主变压器无功损耗；

2）向中压侧电网输送部分无功，以平衡其损耗；

3）补偿500（330）kV电网的无功缺额（特别是在事故情况下）。

2. 500（300）kV变电所电压侧送出功率因数

500（330）kV变电所电压侧送出功率因数宜控制在0.98～1.0。说明如下：

（1）如果低于0.98，在事故时对受端系统的电压影响较大。

（2）初期的超高压线路轻载，功率因数宜取低值，以利用部分充电功率，减少电抗器安装容量。当线路潮流增加、剩余充电功率减少时，送出功率因数宜取高值。

（3）当线路装有高压电抗器或送电容量超过自然功率时，送出功率因数宜取1.0。

500（330）kV变电所并联电容器补偿量，一般为主变压器容量的0%～30%。在投运初期，负荷轻、损耗少，一般不需装设电容器补偿装置。随着负荷的发展再增装电容器进行补偿。

在事故运行方式下，如果500kV变电所的220kV母线电压低于额定电压的95%时或220（330）kV变电所的110～35kV母线电压低于90%时，则变电所除一般配置的容量外，需再增加补偿容量，使事故运行时的电压不低于额定电压的95%和90%。

四、电压崩溃

无功电源和无功负荷在电力系统运行中处于平衡状态。电压崩溃是无功电源严重不足，无功平衡被破坏的严重系统事故。详见第十二章。

五、无功电源的调节

1. 无功电源调节的特点

无功负荷与有功负荷一样随着时间不断变化，有基荷有峰荷。无功电源必须不断调整其出力，与无功负荷保持在额定电压值附近的无功平衡，才能保证系统安全供电和电压质量。

无功电源调节与有功电源调节的不同之处，主要表现在前者的地区性：

（1）分区监测。比如，必须在系统中设置若干电压中枢点，把220kV电网的各220kV变电所作为电压监测点，以得到全系统的电压水平信息，便于各级调度控制电压。

（2）就地控制。要使某地区或某变电所的电压水平符合要求，最合理且有效的措施是就地调节区内电厂和变电所补偿设备的无功出力，而调节远离欲控制区的无功电源，其效果很差，甚至无作用。

2. 无功电源调节的实施

调节无功电源出力的手段较多，主要有：

1）控制发电机和调相机励磁电流，以调整发电机和调相机的无功出力；

2）投切并联电抗器和电容器组、以增加或消耗无功电源；

3）静止无功补偿器自动调节出力；

4）变动有载调压器分接头位置，改变无功潮流，借以改变无功出力和无功损耗。

改变有载调压变压器分接头位置是调节地区间、电压层间和变电所间的无功潮流，以

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

满足调压需要。但这一措施没有“就地”调节无功电源的出力，可能引起不合理的无功流动和增加有功网损。在地区无功电源不足的情况下，如果单纯使用调压变压器来调整电压，以吸取“外地”无功电源抬高本地电压，将会引起事与愿违的电压变化。因此，有载调压变压器不应作为电力系统平衡无功和控制电压的主要手段。

3. 无功电源需要的调节容量

一般无功负荷的 β 值要大于有功负荷的 β 值。由于无功负荷的地区性，在满足各种运行方式的无功平衡时，无功电源的实际调节容量，要大于全系统或地区系统综合的无功峰荷容量。表 8-13 是对长春和大连地区无功峰荷及调节容量的分析。

表 8-13 无功峰荷及调节容量分析表(%)

指　　标	大　连	长　春
(1) 地区综合最大无功负荷	100	100
(2) 地区综合无功峰荷	18	24
(3) 实际调节容量	31	35
(4) 实际调节系数 [(3)/(2)]	1.72	1.46

表 8-13 中实际调节容量只计入了地区发电厂和 220kV 变电所的无功调节容量，如果无功电源的调节点越多，所需要的无功调节容量越大，则电压质量也相应提高。

由于运行管理和设备等因素所限，目前我国用户的无功补偿设备一般未进行频繁的投切操作，没有达到用户无功自平衡的运行要求。这样调节无功电源的繁重任务，基本上由电业系统来承担。

表 8-14 说明，电业系统需要安排其补偿容量的 80% 作为调节容量，当三班连续生产的负荷比重较大时（如吉林、抚顺地区），无功负荷波动较小，调节系数可取 40% 左右。

表 8-14 无功调节容量分析表(Mvar)

(1) 地区系统综合无功负荷	120	$K=1.2$
(2) 负荷补偿容量	50	$\cos\varphi=0.9$
(3) 地区充电功率	10	
(4) 电业系统补偿容量	60	35、110、220kV 变电所各补 20Mvar
(5) 地区实际调节容量	48	按综合无功负荷 40% 计算
(6) 调节系数 [(5)/(4)]	0.8	

如果有地区电厂接入系统，电厂可承担部分调节容量。如果电厂不能高功率因数运行，调节容量受到限制，则增加了无功平衡的困难。

4. 各种无功电源设备的调节范围

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

各种无功电源设备的调节范围可参考表 8-15。

表 8-15 各种无功电源设备的调节范围表

指　标	调相机	电容器（电抗器）	静止补偿器	地区性发电厂
调节范围（以容性额定出力为“1”作基准）	-0.5~1	0~1 （-1~0）	按设备感性和容性容量确定	50MW 及以下机组：0.72~0.43（cosφ：0.88~0.95；） 100MW 及以上机组：0.64~0.32（cosφ：0.93~0.98）

第七节　无功补偿容量的配置

在规划出全系统或局部地区所需要的无功补偿总容量后，需将其配置到用户和各级变电所中去，配置方式按第二节中的原则要求，并考虑到适当集中补偿容量，以利于节省投资和无功控制。

一、用户的补偿容量

目前我国对用户尚未要求按经济原则进行补偿，即在最大负荷方式时，要求用户基本不受系统供给的无功（功率因数达到 0.98~1.0）；在非最大负荷方式时，用户应及时调节补偿容量，不向系统送无功。按经济补偿原则用户需要装有效的控制设备和具有较高的运行水平。

对用户的补偿容量在《全国供用电规则》4、3 条中已有规定：“无功电力应就地平衡，用户应在提高用电自然功率因数的基础上，设计和装置无功补偿设备，并做到随其负荷和电压变动及时投入和切除，防止无功电力倒送。用户在当地供电局规定的电网高峰时的功率因数，应达到下列规定：

高压供电的工业用户和高压供电装有带负荷调整电压装置的电力用户，功率因数为 0.9 以上；

其他 100kVA（kW）及以上电力用户和大、中型电力排灌站，功率因数为 0.85 以上；

趸售和农业用电，功率因数为 0.8”。

目前各电力系统中，大部分是符合按功率因数 0.9 进行补偿的电力用户。如按用户自然功率因数 0.707 计（$Q/P=1$），用户只需补偿其所需无功容量的 50%，其余 50% 的无功电源则取自电力系统。这一配置方式与按经济原则相比，电业系统的无功补偿容量偏大了。

二、220kV 及以下地区电网无功补偿容量配置

1. 220kV 及以下电网无功负荷构成

根据东北电网和一些地区电网的实际调查分析，无功负荷构成可参见表 8-16。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 8-16　　　　220kV 及以下电网无功负荷构成表(%)

地区 / 年份 / 电网层	东北	上海	青岛	长春	大连
	1963	1960～1982	1984	1975	1975
负荷及配电网无功网损	65	82	80	80	84
35～110kV 电网无功网损	15	10	12	10	5
220kV 电网无功网损	20	8	8	10	11

表 8-16 说明，地区电网中负荷和配电网无功网损占无功总负荷的 80%左右；35kV 及以上电网无功网损占 20%左右。包括升压变压器和 220kV 电网在内的全部无功负荷中，用户无功负荷和配电网无功网损约占 65%左右。

2. 220kV 及以下地区电网无功补偿容量配置

无功补偿容量的配置方式与电网结构、负荷性质、负荷间的同时率、受电电压等因素有关。表 8-17 和表 8-18 是在忽略了一些影响因素后进行的一般分析。

表 8-17　　　　无功补偿配置分析表

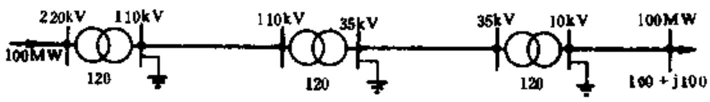
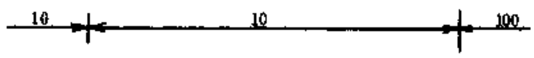
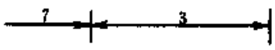
示　意　图				
有功负荷 (MW)	100 (不考虑有功网损)			
无功负荷分布 (Mvar) (取 $K=1.2$)				
充电功率分布 (Mvar)				
就地配置方式 (Mvar)	3	3	4	100
一般配置方式 (Mvar)	20	20	20	50
一般配置方式 二次出口 $\cos\varphi$	0.98	0.94	0.9	
补偿容量/变压器容量	0.17	0.17	0.17	

表 8-17 说明如下：

(1) 有功负荷按 100MW 计，考虑到有功损耗小，为方便说明无功补偿配置，不计及有

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

功损耗。

（2）无功负荷按地区网 K 值为 1.2 计算，地区无功总负荷为 120Mvar，10kV 配电网和用户无功负荷合计 100Mvar（按自然功率因数 0.707 计），35～110kV 电网无功损耗 10Mvar，220kV 电网无功损耗 10Mvar，无功负荷分布为 83%、8.5%、8.5%。与表 7-15 中无功负荷分布的比例基本一致 。

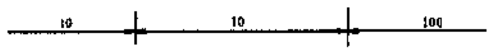
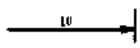
（3）计及 110kV 和 220kV 电网的充电功率 10Mvar。其中 220kV 变电所按每 100MW 进线长 50km 考虑，充电功率为 7Mvar；110kV 线路按 100km 计，充电功率为 3Mvar。

（4）就地配置方式是指无功电源的配置与无功负荷的分布一致，这时 100Mvar 补偿容量应放在用户内，受电功率因数可达到 0.99～1.0。220kV 变电所的 220kV 进线充电功率已补偿线路部分损耗，需在变电所再补偿 3Mvar 电容器。同理在 110kV 和 35kV 变电所补偿 3Mvar 和 4Mvar 电容器。按以上补偿方式，最大负荷运行方式时，电网层间没有无功电力交换。变压器二次侧出口的功率因数接近 1.0。

（5）一般配置方式是指目前各电网电容器补偿的配置方式。考虑到补偿变压器的损耗，适当集中容量便于管理和调节无功出力，各级变电所按主变压器容量配置一定比例的电容器。这一配置方式，与高压用户按国家供用电规则中功率因数补偿到 0.9 的要求是一致的。但在运行时，其中有相当一部分容量仍要逐级降压才能送到用户去，增加了有功网损，而各级变电所二次侧出口功率因数相对就地补偿方式，其有功网损则要低得多。

表 8-18 是对东北地区 220/63/10kV 电网的无功补偿配置方式的分析。

表 8-18　　　　无功补偿配置分析表

示　意　图			
有功负荷（MW）	100（不考虑网损）		
无功负荷（Mvar）（取 K=1.2）			
充电功率（Mvar）			
就地配置方式（Mvar）	0	10	100
一般配置方式（Mvar）	30	30	50
一般配置方式二次侧出口 cosφ	0.96	0.96	
补偿容量/变压器容量	0.25	0.25	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

根据目前供用电规则和具体情况，各级变电所电容器补偿容量可按主变压器容量计算：

(1) 35kV 和 110kV 变电所补偿容量一般可取主变压器容量的 15%～20%；63kV 变电所一般可取主变压器容量的 20%～30%；220kV 变电所一般可取主变压器容量的 0～30%。

(2) 如有地区性电厂接入不同的电压层，则根据其供出的无功容量相应减少该层变电所的补偿容量，甚至不装无功补偿设备，受电厂无功。

表 8-17 和表 8-18 中，就地补偿的配置方式，使电网有功和无功损失减少，但由于用户加大了补偿容量，用户间的同时率将起作用，补偿总容量会有所增加，K 值升高。通过综合经济分析，可确定经济补偿容量。

三、500 (330) kV 电网无功补偿装置配置

500 (330) kV 变电所中，一般在主变压器的三次侧 (15～63kV) 装设低压电抗器和并联电容器，并根据各种技术需要在线路两端装设 500 (330) kV 高压电抗器。按就地补偿原则，电厂内也需装设电抗器，如厂内无条件安装低压电抗器时，应安装高压电抗器补偿充电功率。

500 (330) kV 变电所无功配置容量见第六节。

四、电缆线路电抗器的补偿

随着城市电网建设的需要，35～220kV 电缆线路敷设量逐渐增加。电缆线路与架空线路相比，其单位长度的电抗小，一般为架空线路的 30%～40%；正序电容大，一般为架空线路的 20～50 倍；由于散热条件不同，同样截面的导体，电缆长期允许通过的电流值，一般只有架空线路的 50%。因此，电缆线路相对架空线路而言其运行特点是：损耗小、充电功率多、负荷轻。

电缆线路是输送有功负荷的设备，是不能根据无功负荷变化而频繁投切的无功电源。由于 35kV 和 63kV 电缆线路的充电功率小且距负荷的电气距离近，一般情况下，即作为无功电源参与无功平衡，不进行电抗补偿。对 110kV 和 220kV 电缆线路的充电功率则需根据电缆线路长度和电网的具体情况而定。电缆充电功率利用越多，使无功电源的调节容量越小。为更好地使用和调节电缆线路产生的无功容量，应考虑装设一定容量的电抗器，以补偿在小负荷运行方式时电缆线路多余的充电功率。

用并联电抗器补偿电缆线路充电功率，其容量和配置方式尚无明确规定。上海地区电网的做法是：在有电缆进出线的 220kV 变电所低压侧安装补偿电抗器，其容量为主变压器容量的 17%，即 180MVA 主变压器补偿一组 30Mvar 低压电抗器；120Mvar 主变器补偿一组 20Mvar 电抗器。

第八节　电容器补偿装置对高次谐波的防范

电力系统的主要无功电源——并联电容器补偿装置，有 40%～50%的容量被安装在各级变电所内。电容器组接入系统后，其容抗与系统的感抗即构成具有某一固有频率的电容

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电感谐振回路，当系统运行方式或电网结构变化使系统感抗随之变化时，或当投切电容器组容抗随之变化时，该固有频率也相应变化。如果以固有频率与高次谐波中的某次谐波频率接近或吻合，则将在电感（系统感抗）、电容（补偿装置）并联回路里引起该次谐波的电流电压放大，甚至谐振，使该次谐波在电力系统中的危害加剧。导致电气设备承受过电压和过电流，直至设备损坏，造成停电事故。为此，在采用并联电容器进行补偿时，电业部门和用户均应校核接入系统的电容器组是否会发生有害的并联谐振、串联谐振和谐波放大，相应采用一些防范措施。

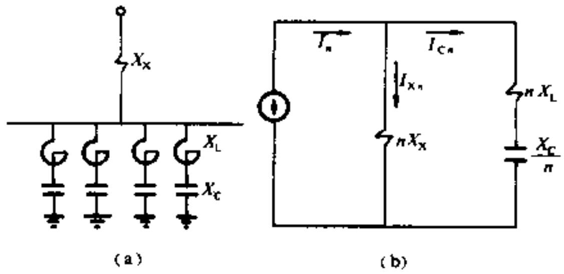


图 8-6 电容器组接入系统后的等值电路
(a) 基波等值电路；(b) 谐波等值电路

一、电容器组接入系统后高次谐波的状态

电容器组接入系统后的等值电路如图 8-6 所示。

系统支路谐波电流为

$$I_{xn}=\frac{nX_L-\dfrac{X_C}{n}}{nX_x+\left(nX_L-\dfrac{X_C}{n}\right)}I_n=\frac{1}{1+\dfrac{nX_x}{nX_L-\dfrac{X_C}{n}}}I_n$$

电容支路谐波电流为

$$I_{Cn}=\frac{nX_x}{nX_x+\left(nX_L-\dfrac{X_C}{n}\right)}I_n=\frac{1}{1+\dfrac{nX_L-\dfrac{X_C}{n}}{nX_x}}I_n$$

式中 X_x——系统基波电抗；

X_L——串联电抗器基波电抗；

X_C——并联电容器基波容抗；

n——谐波次数；

I_n——谐波源注入回路的谐波电流。

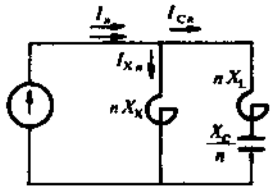
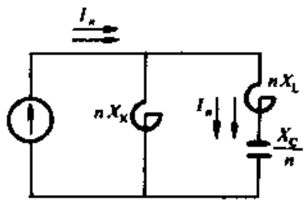
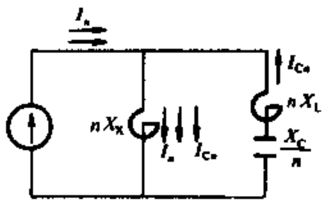
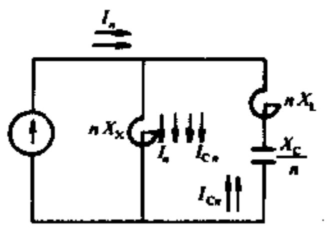
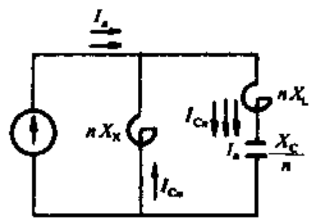
在不同的谐波阻抗条件下，谐波电流状态见表 8-19。表 8-19 说明电容器组接入电网后，应满足两个条件：

1）电容器支路总电流不允许超过额定电流的 1.3 倍；

2）进入系统的谐波电流不允许放大，即不能大于未投入电容器组前进入系统的谐波电流值。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 8-19　　不同谐波阻抗条件的谐波电流分布表

状态		谐波阻抗条件	谐波电流分布示意图	说明
正常方式		$nX_L - \frac{X_C}{n} > 0$		电容支路为感性，是补偿装置正常运行状态
串联谐振或为滤波器		$nX_L = \frac{X_C}{n}$		电容支路串联谐振，按滤波器设计，可以运行
高次谐波放大	系统支路放大	$\frac{nX_L - \frac{X_C}{n}}{nX_x} < -2$		1. 系统谐波电流放大，不允许运行，应消除这种状态 2. 电容支路为容性
	并联谐振	$-2 < \frac{nX_L - \frac{X_C}{n}}{nX_x} \leqslant -\frac{1}{2}$		1. 系统和电容支路并联谐振，不允许运行，应消除这种状态 2. 电容支路为容性
	电容支路放大	$-\frac{1}{2} < \frac{nX_L - \frac{X_C}{n}}{nX_x} < 0$		电容支路电流放大，如电容支路电流小于额定电流的 1.3 倍，可以运行

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、投入并联电容器装置后防止高次谐波危害的一般措施

投入并联电容器装置后，防止其引起高次谐波放大和谐振，主要是针对3、5、7次谐波而言。目前国内一般的防谐措施是在电容器组中串接5%～6%的电抗器，使电容器支路对5次及以上各次谐波均呈感性。对于3次谐波，可在串接5%～6%电抗器的基础上，根据3次谐波的大小，进一步采用以下措施：

(1) 恰当选择分组容量，躲开3次谐波放大区（见第九节）。这一措施只能满足电容器组的总电流 $I_C \leqslant 1.3I_e$，只限于保护电容器装置，但是，对3次谐波电流仍有放大作用，即系统内的3次谐波电流，在投入电容器组后要比投入前增大。

(2) 采用部分或全部电容器组串接12%～13%的电抗器，使电容器组对3次及以上各次谐波均呈感性。这一措施电容器装置投入后，不会放大系统内原有的3次及以上各次谐波电流。

(3) 对安装在低压侧的电容器组，在补偿容量较大且低压侧无馈出负荷时，可考虑将其部分容量改装成3次滤波器，以泄漏由系统进入变电所的3次谐波电流，不被电容器组放大。

如果采用恰当选择分组容量的措施后，变电所内的5、7次谐波在投入电容组时只略有放大，不足以造成危害时，5%～6%的串接电抗器也可不装设，只根据冲击电流的大小装设限流电抗器。

综合上述，把并联电容器组的防谐措施汇成表8-20。供参考。

表 8-20 并联电容器组防谐措施综合表

措施组合方式	措施			防谐措施满足的条件：1. $I_C \leqslant 1.3I_e$ 2. 不放大系统中原有的谐波电流	可防范的谐波（谐波次数）
	串接电抗	恰当分组	滤波器		
Ⅰ	6%	采用	—	1 2	3、5、7 5、7
Ⅱ	6%和13%	—	—	1 2	3、5、7 3、5、7
Ⅲ	6%	采用	3次	1 2	3、5、7 3、5、7
Ⅳ	0.5%	采用	—	1	3、5、7
Ⅴ	0.5%	采用	3次 5次	1 2	3、5、7 3、5、7
Ⅵ	0.5%	采用	5次	1 2	3、5、7 5、7

表8-20中，措施组合方式Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ是在变电所设计阶段，未知5、7次谐波电流大小时，即采取串接5%～6%电抗器的防谐措施，并对3次谐波也进行了防范。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

组合方式Ⅳ、Ⅴ、Ⅵ比较灵活，而且3个组合方式间的配合较好，表现在：

1）变电所设计阶段，由于投产年的谐波情况不明确，可采用组合方式Ⅳ，躲开了3、5、7次谐波放大区；

2）在变电所投产前，根据比较明确的3、5次谐波量，再决定是否装设3、5次滤波器，即方式Ⅴ和Ⅵ；

3）根据图8-10～图8-12进行分析，如果所设计变电所的电容补偿装置总容量小于3次谐波放大区的容量，则这时可考虑不对3次谐波进行防范。

初步分析，组合方式Ⅳ、Ⅴ、Ⅵ有以下优点：

1）投资省，不装设滤波器时更经济；

2）由于串接电抗器总容量小，电能损失相应减少；

3）由于电容器组只串接限流电抗器，其电抗值较低，电容器的端子运行电压比串接5%～6%和12%～13%的电抗器低，延长了电容器寿命，如涌流不大，甚至可不装限流电抗器；

4）采用的措施针对性强。

第九节　分组容量的选择

一、确定分组容量的原则

并联电容器和低压电抗器的分组容量应满足下列要求：

1）分组装置投切时，不得引起高次谐波谐振，应避免有危害的谐波放大；

2）投切一组补偿设备引起所接母线电压的变动值不宜超过额定电压的2.5%，对500（330）kV变电所按中压侧（考虑低压侧无负荷）母线电压变动值不超过2.5%；对带负荷调压变压器所接电容器组投切时，电压变动值不宜超过调压分接头间的百分点；

3）应与断路器切合电容器组的能力相适应；

4）不超过单台电容器的爆破容量和熔断器的耐爆能量；

5）为降低造价，宜加大分组容量，减少组数。

二、分组容量的选择

低压电抗器和电容器的分组容量可由计算和图解分析进行选择。

根据原则第二条和第五条，按电压波动 $\Delta U<\pm 2.5\%U_e$ 选择的分组容量 Q_{fz}，近似按式（8-4）计算

$$Q_{fz}=\frac{2.5\%}{100}S_d \tag{8-4}$$

式中　S_d——低压电抗器和电容器所接母线的三相短路容量，500（330）kV变电所为中压侧短路容量。

校核断路器设备能否适应分组容量。对220kV及以下变电所，由式（8-4）计算的分组容量，断路器一般能满足投切操作；对500（330）kV变电所，因其分组容量大，会受到断路器能力的限制。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电容器补偿装置分组不当会引起谐波放大甚至谐振，为此，对所选择的分组容量，需作校验。引起高次谐波谐振的容量 Q_x 的近似计算式如下

$$Q_x = \frac{S_d}{n^2} \quad \text{（未装串联电抗器时）} \tag{8-5}$$

$$Q_x = S_d\left(\frac{1}{n^2} - A\right) \quad \text{（装有串联电抗器时）} \tag{8-6}$$

式中 S_d——电容器所接母线三相短路容量；

n——谐波次数；

A——电容器装置每相感抗（X_L）与容抗（X_C）的比值，$A=\frac{X_L}{X_C}$。

不引起高次谐波谐振的条件是

$$Q_x \neq Q_{fz}N, N = 1,2,3\cdots,m$$

式中 N——分组数。

并联电容器组一般串接6%的电抗器后，防止了5次及以上各次谐波的谐振放大，但却增加了3次谐波的放大几率。考虑到3次谐波为非特征谐波，而且变压器低压侧三角接线可以平衡掉对称的3次谐波，因此，对3次谐波一般不作防范。但是，不对称的3次谐波却能扩散到系统中去，仍将引起3次谐波谐振放大。其预防措施，首先可采用简单易行的方法——恰当选择分组容量（包括等容分组和不等容分组），躲开引起3次谐波谐振放大的参数。这种方法可收到一定效果。

在实际运行中已运用了这一措施。例如北京南苑220kV变电所，补偿装置有62Mvar电容器，分8组，每组容量约8Mvar。当投入2组时，电容器3次谐波电压分量曾达11%，电流分量曾达24.6%，出现谐振现象。经改变电容器组容量，将其中1组改为7Mvar并固定其投入方式后，躲开了谐振放大参数，电容补偿装置得以正常运行。又如张家口侯家庙220kV变电所安装有50Mvar电容器补偿装置，等分8组投切，在投入第四组时3次谐波电流达20.6%。保定高碑店、天津陈塘庄等变电所均有此现象。经改变分组容量后，运行均正常。

分组容量校验，可参考图8-7～图8-12进行，图中斜线区域是通过电容器组总电流（包括谐波电流）超过 $1.3I_e$ 的谐波放大带，电容器投入容量落在该区内时，电容器通过的电流 $I_c \geqslant 1.3I_e$，在斜线区外时，$I_C < 1.3I_e$。

$$Q_{fz} = \frac{2.5\%}{100} \times 400 = 10(\text{Mvar})$$

从图8-7可见，如采用单组容量为10Mvar，在投入2×10Mvar时恰好落在谐振放大区内（见 A_2 点），并接近谐振点，显然这不允许。

如果根据电网具体情况，电压波动幅度允许放宽，分组容量可选15Mvar，投入2×15Mvar后，可轻易越过谐振放大区（见 B_2 点）。

如果电压波动不允许超过 $2.5\%U_e$ 时，可减小分组容量。比如取8Mvar1组，投入3×8Mvar越过谐振放大带（见 C_3 点）。

如果系统电抗变化幅度较大，比如图中 C 点，在系统电抗减小、短路容量增大时，C_3

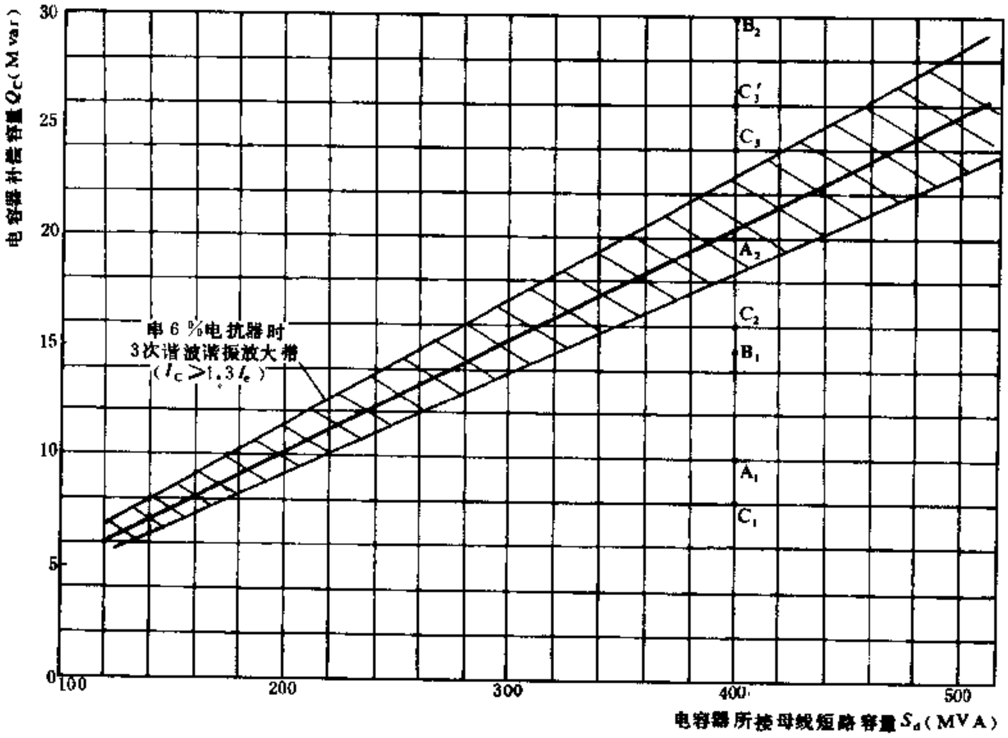


图 8-7 电容器分组容量校验曲线（一）

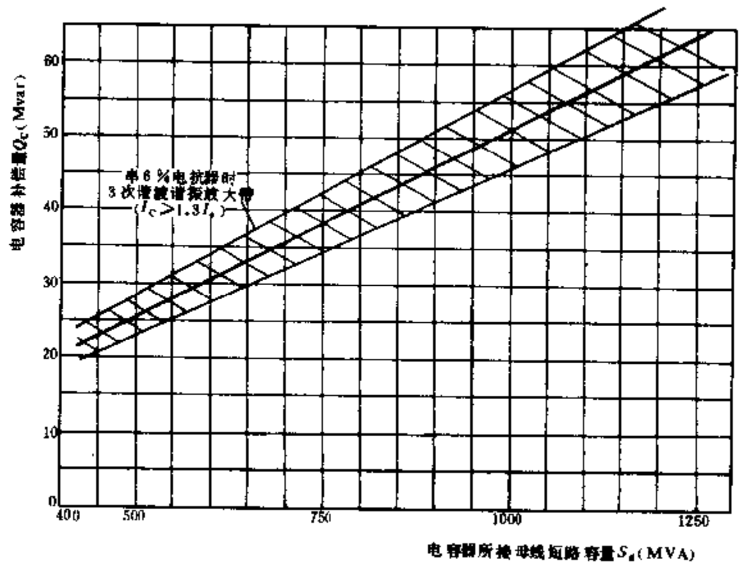


图 8-8 电容器分组容量校验曲线（二）

点可能进入谐振放大区。如增大第三组容量，选为10Mvar，则其总容量落点C'_3离开谐振放大区较远，电抗变化时，C'_3点不会进入谐振放大区。这种分组方式通常称为不等容分组。

选择结果，该变电所的电容器分组容量有2×15Mvar、4×8Mvar、2×8+1×15Mvar3

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

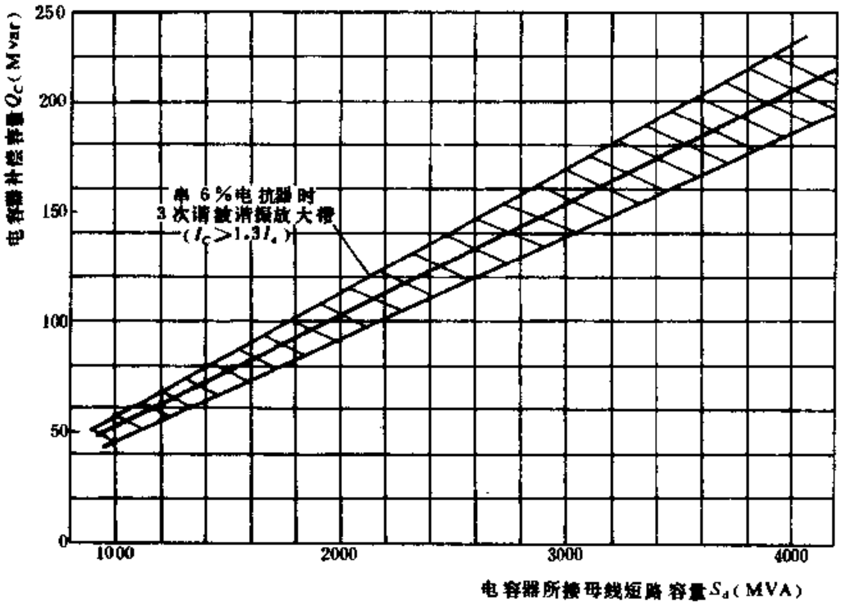


图 8-9 电容器分组容量校验曲线（三）

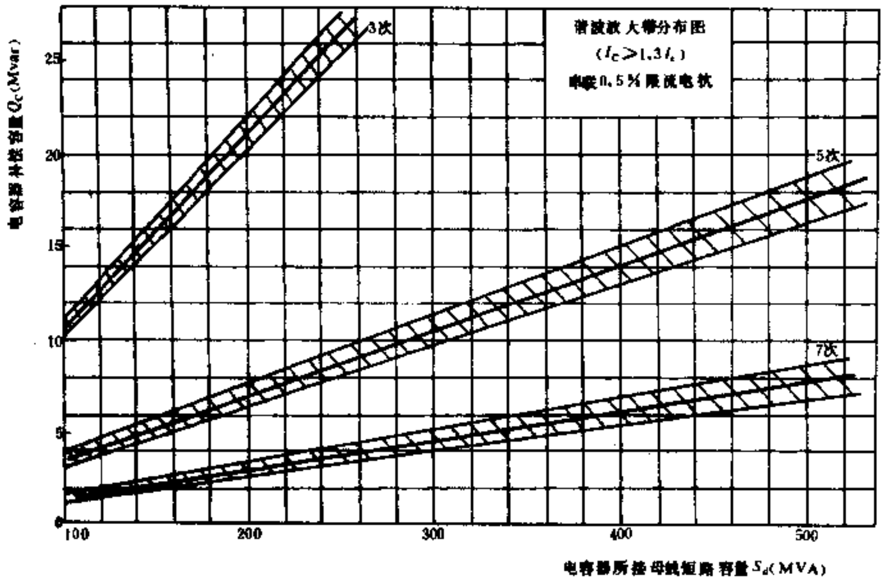


图 8-10 电容器分组容量校验曲线（四）

种选择。如果分组容量可以任意组合，不受产品系列限制，则可选择一个比较好的分组容量，如 2×13Mvar。分组少，电压波动幅度也降低。

应提出的是，系统阻抗不是常数（但变化幅度不大），它随着系统运行方式的改变和系统的发展而变化，由此引起谐振点变化。选择分组容量时，应注意这一因素。

因为电容器所接母线往往带有负荷，电气设备的阻抗与频率间不是直线关系，还有其他因素的影响，上述计算检验方法会有误差。但考虑电容器分组选择只涉及频率较低的 3、

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

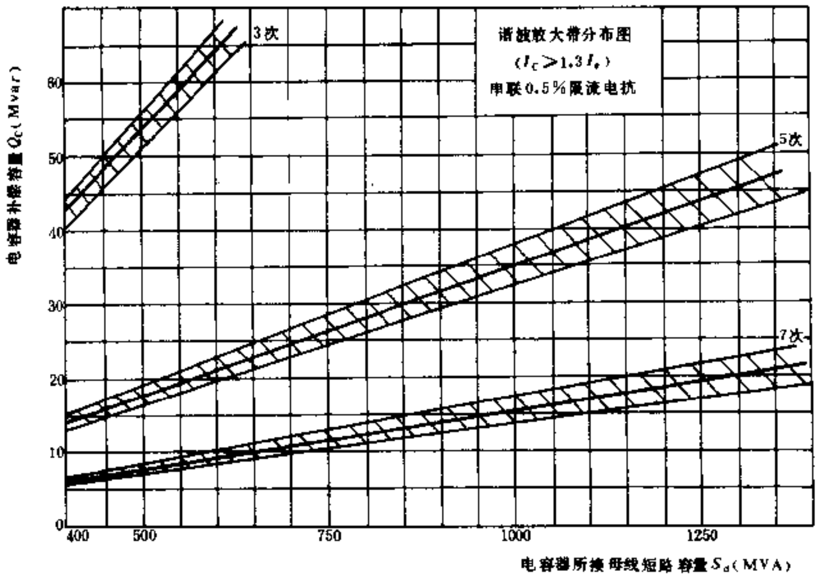


图 8-11 电容器分组容量校验曲线（五）

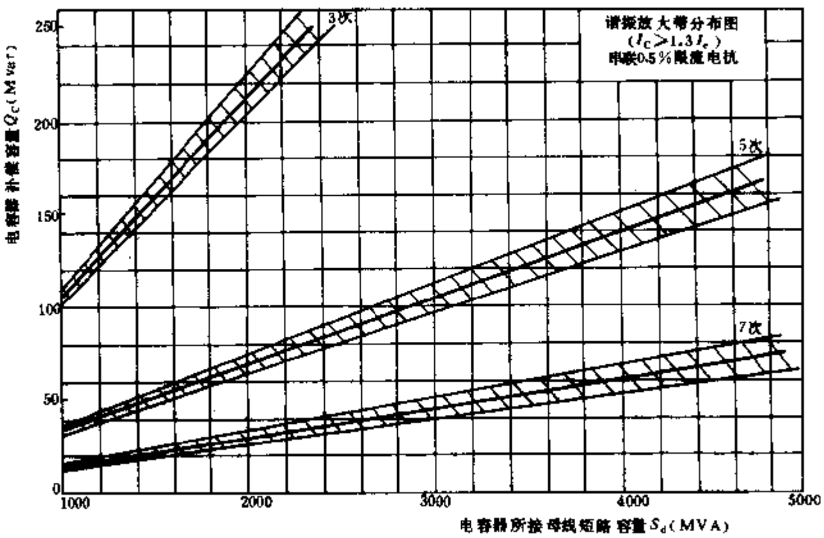


图 8-12 电容器分组容量校验曲线（六）

5、7 次谐波，而且在加大分组容量的情况下，投入第一分组后，7 次谐波的影响已经不大，对电容器补偿装置而言，主要是防范 3、5 次谐波，因此，上述选择方法误差较小，图 8-7～图 8-12 可供选择分组容量参考。

【例 8-1】 已知：1 台 120MVA 变压器，第三绕组需补偿 24～36Mvar 电容器，低压侧短路容量为 400MVA。求：分组容量。

解 如按电压波动 $\Delta U<\pm 2.5\%U_e$ 的原则，最大分组容量选择为

在高次谐波电流较小的变电所，投入电容器补偿装置后，谐波电流变化不大，这时可

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

考虑不串接5%～6%的电抗器，只需串接0.5%左右的限流电抗器，甚至不装，以节省投资、简化接线。

第十节 交、直流系统间无功补偿容量的协调

直流输电系统与交流输电系统一样需进行无功补偿，其补偿容量的大小与相连的交流系统运行方式、直流系统运行和控制方式有关，是一项比较复杂的问题，一般都要根据具体工程参数作专题计算后才能确定。鉴于直流工程项目较少，本节对交直流系统间的无功补偿问题只作简要介绍，以使交流系统中有直流输电时，对交流系统的无功规划设计有一处理原则。直流系统无功补偿的详细计算，请参阅有关资料和工程设计。

一、直流输电系统的无功负荷及电源

直流输电系统的换流站中，主要设备为换流变压器和晶闸管换流器。在运行中其无功消耗一般为所输送有功功率的40%～60%。

换流站的无功电源可由两种方式得到：

1）在换流站安装电容器组、调相机、静止补偿器等无功补偿设备；

2）受交流系统的无功电力。

换流站运行时产生大量高次谐波，为了减少其影响，需装设相当容量的滤波器，以防止谐波扩散到交流系统中去。由于滤波器在泄漏高次谐波的同时也供出工频无功电力，即向换流站提供了部分无功电源，但其运行方式是处在无功电源的基荷部分，因此，不能作为无功调节容量而投切。

二、换流站无功补偿的一般原则

1. 整流站的无功补偿

整流站即送端换流站，一般位于大型电厂附近，电厂可供的无功容量和电网提供的充电功率比较充足，有能力向换流站供给无功电力。整流站内除安装必要的滤波器外，可少装或不装无功补偿设备。

2. 逆变站的无功补偿

逆变站即受端直流转换成交流的换流站。由于处在受端电网，其交流系统无功电源一般按系统需要自平衡，不能向逆变站提供大量无功电力。逆变站应按就地补偿原则，在站内补偿所需要的无功电源。从经济考虑，补偿设备宜选用开关投切的电容器组，根据稳定电压的需要，可安装一定容量的静止补偿器或调相机。

在无功规划设计中，逆变站的交、直流系统间，在正常运行方式下，可按无功功率无交换容量的原则处理，即$\cos\varphi=1$。受端交流系统只受到直流系统输送的有功功率，其所需要的无功电源应按受电地区系统的K值配足。

三、换流站中电容器分组容量及其影响

换流站的电容器分组容量的选择是一项很重要的工作。分组容量过小，则增加设备和投资，运行操作频繁，不利于系统安全运行；分组容量过大，则投切时电压波动大，影响直流输电的可靠性。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一般直流系统电容器补偿装置的最大分组容量受到以下几个方面的约束：

1）投切最大分组时，静态电压波动不超过±（1%～1.5%）；

2）投切最大分组时，不造成运行方式的变化（如造成直流功率波动10%～15%，要求电压动态波动不超过2%；

3）投切最大分组时、不造成换流站换流失败（即造成1～2Hz的直流功率中断），要求电压动态波动不超过3%。

四、换流站无功电源的调节

按分层分区平衡原则，直流输电系统类似500kV输电系统，自成一层区，保持交直流系统电压稳定。

直流输电系统的无功调节方式有：

1）投切电容器组；

2）调节静止补偿器或调相机的无功出力；

3）改变换流站的触发角 α 和熄弧角 δ（可增加或减少换流站的无功消耗量）。

用上述调节方式保持直流系统无功平衡，以满足系统运行电压，在直流系统因运行需要滤波器不能切除而无功消耗又不大时，可采用第三种调节方式增加无功消耗，以平衡滤波器的多余无功电力。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第九章 发输变电设备的数学模型及网络参数计算

编者 钱仙琪 审者 殷亚华

第一节 同步电机的数学模型及有关参数

一、同步电机的数学模型

同步电机按结构分隐极和凸极两类。汽轮发电机为隐极同步电机；水轮发电机为凸极同步电机。在使用交流计算台作为系统分析计算工具的年代，为了简化计算模型，隐极同步电机总是采用经典模型，对凸极同步电机则采用等值的隐极机模型。现则已广泛使用计算机作为计算工具，理论上不论隐极机或凸极机均可采用派克方程描述的双轴模型，但为节省上机计算时间，通常只考虑有限的几台需要重点研究的同步电机采用较精确的双轴模型，其他多数机组仍采用经典模型。

二、同步电机的有关参数

同步电机的有关参数参见附录 9-1。

第二节 输电线的数学模型及有关参数

输电线的数学模型中需应用线路电阻、电抗和电容等参数，这些参数计算很繁琐，所以对 220kV 及以下电压级线路，过去都采用已建成线路的实测数据。但当系统出现新一级电压线路，设计中需要上述参数时，只能通过计算求得。通过具体工程计算，证实了按照导、地线布置和杆型几何尺寸求得的线路参数计算值和建成后的参数实测值是很接近的。所以线路参数计算很有实用价值。

一、几何平均半径计算

（一）单股导线的几何平均半径

两根平行的长导线，两者中心距离为 d，半径为 r_1，导线材料的相对磁导率为 μ/μ_0（μ_0 为真空的磁导率），则每根导线的电感为

$$L = 2\times10^{-7}\left(\frac{1}{4}\times\frac{\mu}{\mu_0}+\ln\frac{d}{r_1}\right)\quad \text{H/m} \tag{9-1}$$

对铝或铜或铝合金单股导线，$\mu/\mu_0=1$，式（9-1）可改为

$$L = 2\times10^{-7}\left(\ln\frac{d}{r_1}-\ln e^{-\frac{1}{4}}\right) = 2\times10^{-7}\ln\frac{d}{r_1 e^{-\frac{1}{4}}} = 2\times10^{-7}\ln\frac{d}{r_m}\quad \text{H/m} \tag{9-2}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

式中 $r_1 e^{-\frac{1}{4}} = r_m$ 即为上述导线的几何平均半径。

对 50Hz 的电抗为

$$X = 2\pi f L \times 1000 = 0.14468 \log_{10} \frac{d}{r_m} \tag{9-3}$$

（二）多股铝或铜或铝合金绞线的几何平均半径

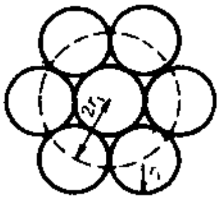


图 9-1 7 股绞线

多股铝或铜或铝合金绞线的几何平均半径计算方法，举例说明如下。

图 9-1 为 7 股绞线，每股半径为 r_1，它的几何平均半径为

$$r_m = [(2r_1 \times 6^{\frac{1}{5}})^{6\times5} \times (2r_1)^{6\times1\times2} \times (r_1 e^{-\frac{1}{4}})^7]^{\frac{1}{7\times7}}$$
$$= 2.1767 r_1 = 0.72557 r \tag{9-4}$$

$r = 3r_1$ = 整个 7 股绞线的半径，也称为计算半径。

图 9-2 为 19 股绞线，其几何平均半径为

$$r_m = [(4r_1 \times 12^{\frac{1}{11}})^{12\times11} \times (2r_1 \times 6^{\frac{1}{5}})^{6\times5} \times (4r_1)^{12\times7\times2} \times (2r_1)^{6\times1\times2}$$
$$\times (r_1 e^{-\frac{1}{4}})^{19}]^{\frac{1}{19\times19}} = 3.7883 r_1 = 0.75766 r \tag{9-5}$$

$r = 5r_1$ = 整个 19 股绞线的半径，或称计算半径。

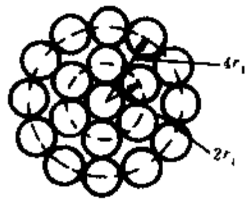


图 9-2 19 股绞线

按照上述两例计算方法，可求得 37、61、91 股绞线的几何平均半径如下。

对 37 股绞线：

$$r_m = [(6r_1 \times 18^{\frac{1}{17}})^{18\times17} \times (4r_1 \times 12^{\frac{1}{11}})^{12\times11}$$
$$\times (2r_1 \times 6^{\frac{1}{5}})^{6\times5} \times (6r_1)^{18\times19\times2} \times (4r_1)^{12\times7\times2}$$
$$\times (2r_1)^{6\times1\times2} \times (r_1 e^{-\frac{1}{4}})^{37}]^{\frac{1}{37\times37}}$$
$$= 5.3745 r_1 = 0.76778 r \tag{9-6}$$

式中 $r = 7r_1$。

对 61 股绞线：

$$r_m = 6.9488 r_1 = 0.77209 r \tag{9-7}$$

式中 $r = 9r_1$。

对 91 股绞线：

$$r_m = 8.5172 r_1 = 0.77429 r \tag{9-8}$$

式中 $r = 11r_1$。

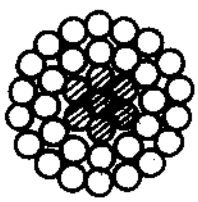


图 9-3 7 股钢芯、30 股铝绞线

（三）钢芯铝或钢芯铝合金绞线的几何平均半径

因钢芯铝或钢芯铝合金绞线中钢芯部分的电流很小，在计算几何平均半径时，可以把钢芯部分移去，当作空心的铝或铝合金绞线来处理，这样近似计算对工程设计是能满足精度要求的。

图 9-3 为 7 股钢芯、30 股铝绞线。可近似地略去 7 股钢芯，按 30

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

股铝计算它的几何平均半径，即

$$r_m = [(6r_1 \times 18^{\frac{1}{17}})^{18\times17} \times (4r_1 \times 12^{\frac{1}{11}})^{12\times11} \times (6r_1)^{18\times12\times2} \times (r_1 e^{-\frac{1}{4}})^{30}]^{\frac{1}{30\times30}} = 5.7844r_1 = 0.82635r \tag{9-9}$$

式中　$r = 7r_1$。

图 9-4 为 7 股钢芯、54 股铝绞线，它的几何平均半径为

$$r_m = 7.2888r_1 = 0.80987r \tag{9-10}$$

式中　$r = 9r_1$。

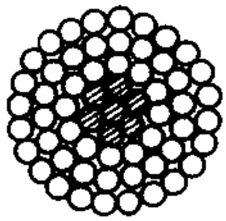


图 9-4　7 股钢芯、54 股铝绞线

如钢芯铝绞线中钢股半径为 r_1，铝股半径为 r_2，$r_1 \neq r_2$，它的几何平均半径计算方法也相似。以 LGJ-95 为例，钢芯为 $7\times1.8\times10^{-3}$ m，铝股为 $28\times2.07\times10^{-3}$m，铝股为 2 层，内层为 11 股，外层为 17 股。钢芯也是 2 层。它的横断面和图 9-3 相似，但图 9-3 中铝股内层为 12 股，外层为 18 股。另需对式（9-9）中有关部分作相应修改，即可求得 LGJ-95 的几何平均半径为

$$r_m = \{[(3r_1 + 3r_2) \times 17^{\frac{1}{10}}]^{17\times16} \times [(3r_1 + r_2) \times 11^{\frac{1}{10}}]^{11\times10} \times (3r_1 + 3r_2)^{17\times11\times2} \times (r_2 e^{-\frac{1}{4}})^{28}\}^{\frac{1}{28\times28}} \tag{9-11}$$

将 $r_1 = \frac{1}{2} \times 1.8 \times 10^{-3}\text{m}, r_2 = \frac{1}{2} \times 2.07 \times 10^{-3}\text{m}$，计算半径　$r = 3r_1 + 4r_2 = 6.84 \times 10^{-3}\text{m}$，代人式（9-11）得　$r_m = 5.59244 \times 10^{-3}\text{m}$。

（四）钢绞线的几何平均半径

钢绞线主要用作避雷线，钢是磁性材料，它的电阻和几何平均半径都随钢线中的电流大小而变化，情况很复杂，无法用理论计算方法求得。

（五）常用导线的几何平均半径和电阻值

常用导线的几何平均半径和电阻值见表 9-1。

表 9-1　　常用导线的几何平均半径和电阻值

导线型号	铝或铝合金股×直径 (m)	钢股×直径 (m)	r_m (m)	计算半径 r (m)	电阻 (Ω/km)
LGJQ-500	$54\times3.37\times10^{-3}$	$19\times2\times10^{-3}$	12.226×10^{-3}	15.11×10^{-3}	0.065
LGJQ-400	$54\times3.04\times10^{-3}$	$7\times3\times10^{-3}$	11.018×10^{-3}	13.62×10^{-3}	0.08
LGJ-400/35	$48\times3.22\times10^{-3}$	$7\times2.5\times10^{-3}$	10.718×10^{-3}	13.41×10^{-3}	0.0739
LGJ-400/50	$54\times3.07\times10^{-3}$	$7\times3.07\times10^{-3}$	11.188×10^{-3}	13.815×10^{-3}	0.0723
AC_2-400/51	$54\times3.05\times10^{-3}$	$7\times3.05\times10^{-3}$	11.115×10^{-3}	13.725×10^{-3}	0.07477
LGJQ-300	$54\times2.62\times10^{-3}$	$7\times2.6\times10^{-3}$	9.518×10^{-3}	11.76×10^{-3}	0.108
LGJJ-240	$30\times5.2\times10^{-3}$	$7\times3.2\times10^{-3}$	9.255×10^{-3}	11.2×10^{-2}	0.13
LGJJ-185	$30\times2.8\times10^{-3}$	$7\times2.8\times10^{-3}$	8.098×10^{-3}	9.8×10^{-3}	0.17
LGJ-185	$28\times2.88\times10^{-3}$	$7\times2.5\times10^{-3}$	7.774×10^{-3}	9.51×10^{-3}	0.163

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

导线型号	铝或铝合金股×直径 (m)	钢股×直径 (m)	r_m (m)	计算半径 r (m)	电阻 (Ω/km)
LGJJ-150	$30\times2.5\times10^{-3}$	$7\times2.5\times10^{-3}$	7.23×10^{-3}	8.75×10^{-3}	0.21
LGJJ-120	$30\times2.22\times10^{-3}$	$7\times2.2\times10^{-3}$	6.4×10^{-3}	7.75×10^{-3}	0.28
LGJ-95	$28\times2.07\times10^{-3}$	$7\times1.8\times10^{-3}$	5.592×10^{-3}	6.84×10^{-3}	0.33
LGJJ-95	$12\times3.2\times10^{-3}$	$7\times3.2\times10^{-3}$	6.869×10^{-3}	8.0×10^{-3}	0.33
LGJ-95/141	$24\times2.2\times10^{-3}$	$37\times2.2\times10^{-3}$	9.117×10^{-3}	9.9×10^{-3}	0.32
ACSR-95/140	$24\times2.2\times10^{-3}$	$37\times2.2\times10^{-3}$	9.117×10^{-3}	9.9×10^{-3}	0.32
LHGJJ-95	$12\times3.2\times10^{-3}$ (铝合金)	$7\times3.2\times10^{-3}$	6.869×10^{-3}	8.0×10^{-3}	0.3475
LHGJJ-90	$11\times3.22\times10^{-3}$ (铝合金)	$7\times2.8\times10^{-3}$	6.285×10^{-3}	7.42×10^{-3}	0.373
GJ-100	—	$19\times2.6\times10^{-3}$	1.83×10^{-7}	6.5×10^{-3}	3.11
GJ-70	—	$19\times2.2\times10^{-3}$	1.524×10^{-8}	5.5×10^{-3}	3.73
GJ-50	前苏联	$7\times3\times10^{-3}$	1.22×10^{-9}	4.5×10^{-3}	4.35
TK-11	—	$(1\times2.4+18\times2.2)\ 10^{-3}$	1.524×10^{-8}	5.6×10^{-3}	3.73
LBGJ-120	$19\times2.8\times10^{-3}$ (铝包钢)	—	5.354×10^{-3}	7×10^{-3}	0.4615

注 GJ-100、GJ-70 和 GJ-50 的 r_m 和电阻，是假定一般级的钢，载流量为 40A。

AC_2-400/51 和 TK-11 分别为前苏联钢芯铝线和钢绞线。

LBGJ-120 为上海电缆研究所的铝包钢线，每股铝皮外径为 2.8mm，内径为 2.2mm，铝截面为 44.8mm²，钢截面为 72.2mm²。

（六）分裂导线的几何平均半径

分裂导线的几何平均半径见表 9-2。

表 9-2 一相分裂导线的几何平均半径

子导线数 n	子导线布置	几何平均半径 $r_{m\phi}$	计算半径 r_{ϕ}
1	●	r_m	r
2		$\sqrt{dr_m}$	$\sqrt{dr}$
3		$\sqrt[3]{d^2r_m}$	$\sqrt[3]{d^2r}$
4		$\sqrt[4]{\sqrt{2}\,d^3r_m}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2}\,d^3r}$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、几何平均距离计算

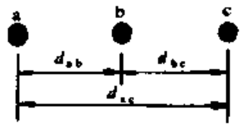


图 9-5 三相导线水平布置

(1)三相导线水平布置如图 9-5 所示，它的几何平均距离为

$$d_{m3\phi}=\sqrt[3]{d_{ab}d_{bc}d_{ac}} \tag{9-12}$$

当 $d_{ab}=d_{bc}=\frac{1}{2}d_{ac}$时，为

$$d_{m3\phi}=\sqrt[3]{2}\,d_{ab} \tag{9-13}$$

(2) 三相导线三角布置如图 9-6 所示，它的几何平均距离为

$$d_{m3\phi}=\sqrt[3]{d_{ab}\,d_{bc}\,d_{ac}} \tag{9-14}$$

当 $d_{ab}=d_{bc}$时，有

$$d_{m3\phi}=\sqrt[3]{d_{ab}^2\,d_{ac}} \tag{9-15}$$

当 $d_{ab}=d_{bc}=d_{ac}$时，有

$$d_{m3\phi}=d_{ab} \tag{9-16}$$

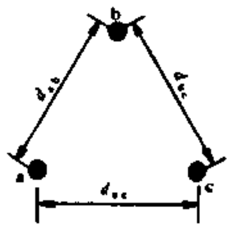


图 9-6 三相导线三角布置

(3) 一根地线 (w) 和三相导线 (a、b、c) 之间的几何平均距离 (如图 9-7 所示) 为

$$d_{m(3\phi\text{-}d)}=\sqrt[3]{d_{aw}d_{bw}d_{cw}} \tag{9-17}$$

当 $d_{aw}=d_{cw}$时，有

$$d_{m(3\phi\text{-}d)}=\sqrt[3]{d_{aw}^2 d_{bw}} \tag{9-18}$$

(4) 两根地线 (w、v) 和三相导线 (a、b、c) 之间的几何平均距离 (如图 9-8 所示) 为



图 9-7 一根地线和水平布置的三相导线

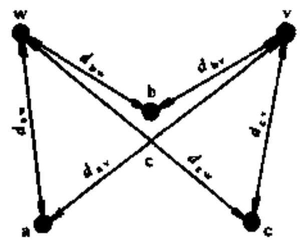


图 9-8 二根地线和三角布置的三相导线

$$d_{m(3\phi\text{-}2d)}=\sqrt[6]{d_{aw}d_{av}d_{bw}d_{bv}d_{cw}d_{cv}} \tag{9-19}$$

当地线和导线间布置对称时，有

$$d_{m(3\phi\text{-}2d)}=\sqrt[3]{d_{aw}d_{bw}d_{cw}} \tag{9-20}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

三、单回输电线的参数计算

图 9-9 为单回架设的输电线的导、地线在直线杆塔上的布置示意图。图中三相导线是按三角形排列的，h_1 为中间相和两个边相的导线悬挂点对地高度之差。如三相导线为水平排列，则 $h_1=0$。m_1、m_2 分别为地线和导线绝缘子串的长度。H 为两边相导线绝缘子串悬挂点的对地高度。h_2 为两边相导线悬挂点对地高度，$h_2=H-m_2$。h_3 为地线绝缘子串悬挂点和中间相导线绝缘子串悬挂点对地高度之差。

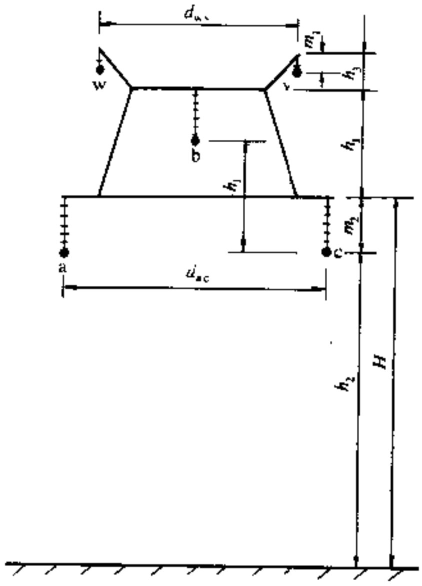


图 9-9 单回输电线的导、地线在直线杆塔上的布置示意图

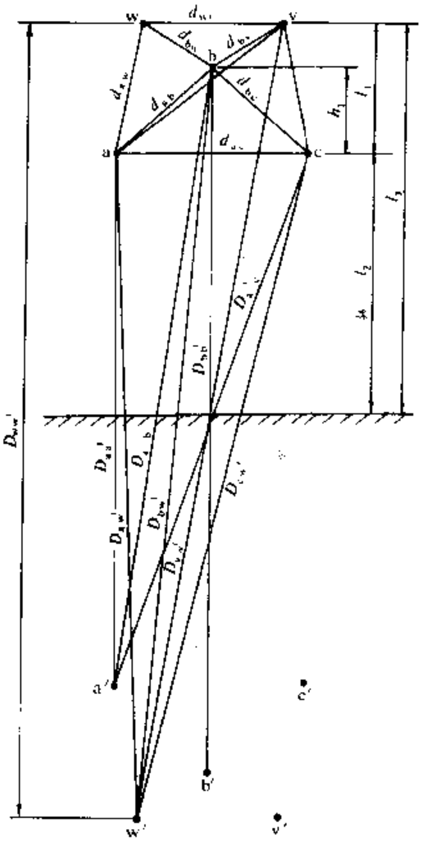


图 9-10 单回输电线的导、地线对地平均高度及其对镜像间距离示意图

由于导、地线的弧垂，在一个档距内导、地线对地距离是变化的，因此在计算线路参数时需采用导、地线对地平均高度。图 9-10 为单回输电线的导、地线对地平均高度及其对镜像间距离示意图。图中：d_{wv}为两根地线 w 和 v 间的水平距离，d_{ac}为两边相导线 a 和 c 间的水平距离，l_2 为边相导线 a 或 c 对地平均高度，l_3 为地线对地平均高度，l_1 为地线和两边相导线间平均垂直距离，$l_1=l_3-l_2$。

设地线和导线的弧垂分别为 m_3 和 m_4，则

$$l_2=\text{边相导线悬挂点高度}-\frac{2}{3}\times(\text{导线弧垂})=H-m_2-\frac{2}{3}m_4$$

$$l_3=\text{地线悬挂点高度}-\frac{2}{3}\times(\text{地线弧垂})=H+h_1+h_3-m_1-\frac{2}{3}m_3$$

图 9-10 中 a′、b′、c′、w′、v′分别为 a、b、c、w、v 的镜像。

根据上述数据，就可求得图 9-10 中所表示的各个距离。有了这些几何距离即可求得输电线的电气参数。在推导这些参数计算公式时，都假定线路上三相导线和两根地线是换位

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

8

的。

（一）单回输电线的阻抗计算

1. 正序阻抗计算

设单回架设线路的正序阻抗　$Z_1 = R_1 + jX_1$　Ω/km

每相分裂导线由 n 个子导线组成，每个子导线的电阻为 R_a（Ω/km），则

$$R_1 = \frac{R_a}{n} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-21}$$

$$X_1 = 0.062845\ln\frac{d_{m3\phi}}{r_{m\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-22}$$

式中 $d_{m3\phi}$用式（9-13）代入，$r_{m\phi}$可用表 9-2 中 $n=4$ 的公式求得。

2. 零序阻抗计算

设 D_d 为大地回路电流的等值深度，ρ 为大地的电阻率（Ω·m），f 为频率，则

$$D_d = 659.33\sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad \text{m}$$

如 $f=50$Hz，则

$$D_d = 93.24\sqrt{\rho} \quad \text{m} \tag{9-23}$$

单回输电线的零序阻抗等值图可用图 9-11 表示。

图中 Z'_{0a}是三相导线的零序漏阻抗；Z'_{0d}是两根地线的零序漏阻抗；Z_{0ad}是三相导线和两根地线之间的零序互阻抗。假设 Z_{0a}为三相导线的零序自阻抗，Z_{0d}为两根地线的零序自阻抗，则

$$Z'_{0a} = Z_{0a} - Z_{0ad} \tag{9-24}$$

$$Z'_{0d} = Z_{0d} - Z_{0ad} \tag{9-25}$$

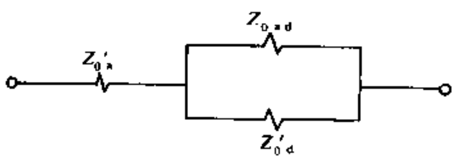


图 9-11　单回线路的零序阻抗等值图

从图 9-12 可求得单回线路的零序综合阻抗 Z_0，即

$$Z_0 = R_0 + jX_0 = Z'_{0a} + \frac{Z'_{0d}Z_{0ad}}{Z'_{0d} + Z_{0ad}} \tag{9-26}$$

式中

$$Z'_{0a} = R_1 + j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi-2d)}}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-27}$$

$$Z'_{0d} = \frac{3}{2}R_w + j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi-2d)}}{r_{m2d}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-28}$$

$$Z_{0ad} = r_e + j0.188535\ln\frac{D_d}{d_{m(3\phi-2d)}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-29}$$

式（9-27）中 $r_{m3\phi}$为三相分裂导线的几何平均半径，即

$$r_{m3\phi} = \sqrt[3]{(d_{m3\phi})^2 r_{m\phi}} \tag{9-30}$$

式（9-28）中 R_w 为每根地线的电阻（Ω/km）。r_{m2d}为两根地线的几何平均半径。如一根地线的几何平均半径为 r_m，两地线间距离为 d_{wv}，则

$$r_{m2d} = \sqrt{r_m d_{wv}} \tag{9-31}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

式（9-29）中 r_e 为大地电阻，即

$$r_e = \frac{0.00477}{1.609}f \quad \Omega/km$$

当 $f=50Hz$，则

$$r_e = 0.14823 \quad \Omega/km$$

两根地线中的零序电流的分配系数为

$$K = \frac{2I_w}{3I_0} = \frac{Z_{0ad}}{Z_{0d} + Z_{0ad}} \tag{9-32}$$

式中 $2I_w$——二根地线中的零序电流；

$3I_0$——三相导线中的零序电流。

把式（9-24）、式（9-25）代入式（9-26）得到求解单回输电线零序阻抗的另一公式[式（9-33)]。

$$Z_0 = Z_{0a} - Z_{0ad} + \frac{(Z_{0d} - Z_{0ad})Z_{0ad}}{Z_{0d}} = Z_{0a} - \frac{Z_{0ad}^2}{Z_{0d}} \tag{9-33}$$

式中：

$$Z_{0a} = R_1 + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/km \tag{9-34}$$

$$Z_{0d} = \frac{3}{2}R_w + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m2d}} \quad \Omega/km \tag{9-35}$$

3. 相阻抗计算

a 相导线的自阻抗

$$Z_{aa} = R_1 + 0.0009882f + j0.14472\log_{10}\frac{D_d}{r_{m\phi}}$$

$$= R_1 + 0.04941 + j0.062845\ln\frac{D_d}{r_{m\phi}} \quad \Omega/km \tag{9-36}$$

a 相与 b 相之间的互阻抗

$$Z_{ab} = 0.04941 + j0.062845\ln\frac{D_d}{d_{m3\phi}} \quad \Omega/km \tag{9-37}$$

地线 w 的自阻抗

$$Z_{ww} = R_w + 0.04941 + j0.062845\ln\frac{D_d}{r_{mw}} \quad \Omega/km \tag{9-38}$$

式中 r_{mw}为地线 w 的几何平均半径。

2 根地线的自阻抗为

$$Z_d = \frac{R_w}{2} + 0.04941 + j0.062845\ln\frac{D_d}{r_{m2d}} \quad \Omega/km \tag{9-39}$$

a 相导线和地线 w 间的互阻抗为

$$Z_{aw} = 0.04941 + j0.062845\ln\frac{D_d}{d_{m(3\phi\text{-}2d)}} \quad \Omega/km \tag{9-40}$$

因假设线路的导、地线都经过理想的完全的换位，所以 $Z_{aa}=Z_{bb}=Z_{cc}$，$Z_{ab}=A_{bc}=Z_{ca}$，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$Z_{aw}=Z_{av}=Z_{bw}=Z_{bv}=Z_{cw}=Z_{cr}, Z_{ww}=Z_{vv}$。

（二）单回输电线路的电容计算

1. 正序电容计算

正序电容为

$$C_1=\frac{0.03883\times10^{-6}}{\left[\log_{10}\frac{d_{m34}}{r_\phi}+\log_{10}\sqrt[3]{\frac{D_{aa'}D_{bb'}D_{cc'}}{D_{ab'}D_{ac'}D_{bc'}}}\right]\times1.609}$$

$$=\frac{0.055568\times10^{-6}}{\ln\frac{\sqrt[3]{d_{ab}^2d_{ac}}\sqrt[3]{D_{aa}^2{}'D_{bb}{}'}}{r_\phi\sqrt[3]{D_{a'b}^2D_{a'c}}}}\quad F/km \tag{9-41}$$

式中 r_ϕ为导线计算半径。

正序容抗为

$$X_{C1}=\frac{1}{100\pi C_1}\quad \Omega/km \tag{9-42}$$

正序电纳为

$$Y_1=100\pi C_1\quad 1/\Omega km \tag{9-43}$$

正序特性阻抗为

$$\dot{Z}_t=\sqrt{\frac{Z_1}{jY_1}}=\sqrt{\frac{R_1+jX_1}{jY_1}}=Z_t\angle\theta_t\quad \Omega \tag{9-44}$$

式中 Z_t 为模值，θ_t 为幅角。

2. 零序电容计算

地线对输电线的零序电容有较大的影响，现按有、无地线两种情况进行计算。

(1) 无地线时，线路的零序电容为

$$C_0=\frac{0.03883\times10^{-6}}{\left[\log_{10}\frac{\sqrt[3]{D_{aa'}D_{bb'}D_{cc'}D_{a'b}^2D_{ac'}^2D_{b'c}^2}}{r_\phi\sqrt[3]{d_{ab}^2d_{bc}^2d_{ca}^2}}\right]\times1.609}$$

$$=\frac{0.055568\times10^{-6}}{\ln\frac{\sqrt[3]{D_{aa'}^2D_{bb'}^2D_{a'b}^4D_{a'c}^2}}{r_\phi\sqrt[3]{d_{ab}^4d_{ac}^2}}}\quad F/km \tag{9-45}$$

零序容抗为

$$X_0=\frac{1}{100\pi C_0}\quad \Omega/km \tag{9-46}$$

零序电纳为

$$Y_0=100\pi C_0\quad 1/\Omega\cdot km \tag{9-47}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(2) 有两根地线时，根据电位系数法，可求得线路的零序电容如下

$$P_{\overline{aw}}=\frac{1}{3}(P_{aw}+P_{bw}+P_{cw})=\frac{1}{3}\left(\log_{10}\frac{D_{aw'}}{d_{aw}}+\log_{10}\frac{D_{bw'}}{d_{bw}}+\log_{10}\frac{D_{cw'}}{d_{cw}}\right)$$

$$=\frac{1}{3}\log_{10}\frac{D_{aw'}D_{bw'}D_{cw'}}{d_{aw}d_{bw}d_{cw}}$$

$$P_{ww}+P_{wv}=\log_{10}\frac{D_{ww'}}{r_w}+\log_{10}\frac{D_{w'v}}{d_{wv}}=\log_{10}\frac{D_{ww'}D_{w'v}}{r_w d_{wv}}$$

式中 r_w 为地线的计算半径。

$$\Delta P_{0\text{-}wv}=-\frac{3(P_{\overline{aw}})^2}{\frac{1}{2}(P_{ww}+P_{wv})}\times\frac{1.609\times10^6}{0.03883}\quad\frac{\text{km}}{\text{F}}$$

$$=-248.6222\times\frac{(P_{\overline{aw}})^2}{P_{ww}+P_{wv}}\times10^6\quad\frac{\text{km}}{\text{F}}\tag{9-48}$$

$$P_0=\frac{1}{C_0}$$

式中 C_0 为由式 (9-45) 求得的值。

$$P_{0\text{-}wv}=P_0+\Delta P_{0\text{-}wv}\tag{9-49}$$

有两根地线时，线路的零序电容为

$$C_{0\text{-}wv}=\frac{1}{P_{0\text{-}wv}}\quad\text{F/km}\tag{9-50}$$

它的零序容抗 $X_{0\text{-}wv}=\dfrac{1}{100\pi C_{0\text{-}wv}}\quad\Omega/\text{km}$ (9-51)

它的零序电纳 $Y_{0\text{-}wv}=100\pi C_{0\text{-}wv}\quad 1/\Omega\cdot\text{km}$ (9-52)

(3) 相间电容计算

无地线时，a、b 相间电容为

$$C_{ab}=\frac{C_1-C_0}{3}\quad\text{F/km}\tag{9-53}$$

相间电纳为

$$Y_{ab}=100\pi C_{ab}\quad 1/\Omega\cdot\text{km}\tag{9-54}$$

有两根地线时，a、b 相间电容为

$$C_{ab-wv}=\frac{C_1-C_{0-wv}}{3}\quad\text{F/km}\tag{9-55}$$

相间电纳为

$$Y_{ab-wv}=100\pi C_{ab\text{-}wv}\quad 1/\Omega\cdot\text{km}\tag{9-56}$$

因假设线路的导、地线都经过理想的、完全的换位，所以 $C_{ab}=C_{bc}=C_{ca}$、$C_{ab-wv}=C_{bc-wv}=C_{ca-wv}$。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

四、同杆双回输电线的参数计算

图 9-12 为同杆双回输电线的导、地线在直线杆塔上的布置示意图。为使线路的电抗值减小，一般可采用图中所示的相别：即左侧的回路Ⅰ的三相导线相别自上而下命名为 a、b、c；右侧回路Ⅱ的三相导线自上而下命名为 C、B、A。图 9-12 中各种几何尺寸数据如下：

d_1 为两根地线 w 和 v 间水平距离；

d_2 为第一排 a 相和 C 相两导线间水平距离；

d_3 为第二排 b 相和 B 相两导线间水平距离；

d_4 为第三排 c 相和 A 相两导线间水平距离；

S_1 为地线绝缘子串悬挂点和第一排导线的绝缘子串悬挂点对地高度之差；

S_2 为第一排和第二排导线绝缘子串悬挂点对地高度之差；

S_3 为第二排和第三排导线绝缘子串悬挂点对地高度之差；

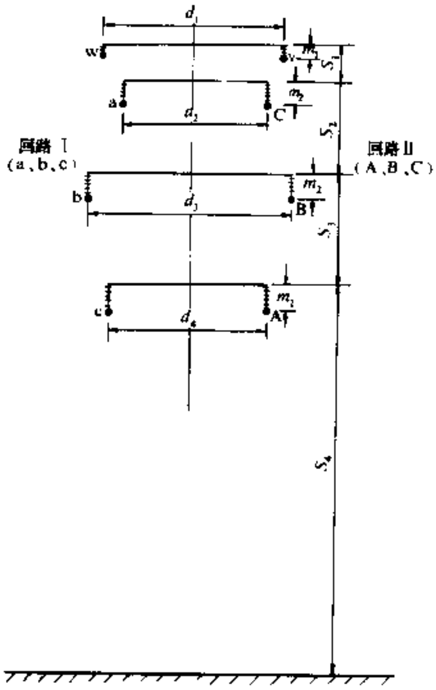


图 9-12 同杆双回输电线的导、地线在直线杆塔上的布置示意图

S_4 为第三排导线绝缘子串悬挂点对地高度；

m_1、m_2 分别为地线和导线绝缘子串的长度。

图 9-13 为同杆双回输电线的导、地线对地平均高度及其对镜像间距离示意图。

图 9-13 中：l_1 为地线和第一排导线间平均垂直距离。设地线和导线的弧垂分别为 m_3 和 m_4，则 $l_1 = S_1 + \frac{2}{3}(m_4 - m_3)$。

l_2 为第一排和第二排导线间平均垂直距离 $=S_2$。

l_3 为第二排和第三排导线间平均垂直距离 $=S_3$。

l_4 为第三排导线对地平均高度 $=S_4-\frac{2}{3}m_4$。

又 a′、b′、c′、A′、B′、C′、w′、v′分别为 a、b、c、A、B、C、w、v 的镜像。

根据上述数据，可求得图 9-13 中用 D 和 d 表示的各个距离，由此可计算同杆双回线路的各种几何平均距离和几何平均半径如下。

(一) 几何平均距离

每回路导线之间的几何均距为

$$d_{m3\phi} = \sqrt[3]{d_{ab}d_{bc}d_{ca}} \tag{9-57}$$

$$d_{m3\Phi} = \sqrt[3]{d_{AB}d_{BC}d_{CA}} \tag{9-58}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$d_{m3\phi}=d_{m3\Phi} \tag{9-59}$$

每回路导线与两根地线之间的几何均距为

$$d_{m(3\phi\text{-}2d)}=\sqrt[6]{d_{aw}d_{bw}d_{cw}d_{av}d_{bv}d_{cv}} \tag{9-60}$$

$$d_{m(3\Phi\text{-}2d)}=d_{m(3\phi\text{-}2d)} \tag{9-61}$$

双回路导线与两根地线之间的几何均距为

$$d_{m(3\phi\text{-}3\Phi)\text{-}2d}=\sqrt{d_{m(3\phi\text{-}2d)}d_{m(3\Phi\text{-}2d)}}=d_{m(3\phi\text{-}2d)} \tag{9-62}$$

回路Ⅰ导线与回路Ⅱ导线之间的几何均距为

$$d_{m(3\phi\text{-}3\Phi)}=\sqrt[9]{(d_{aA}d_{aB}d_{aC})^2 d_{aC}d_{bB}d_{cA}} \tag{9-63}$$

地线 w 和导线 a、b、c 之间的几何均距及地线 v 和导线 A、B、C 之间的几何均距为

$$d_{mw\text{-}3\phi}=d_{mv\text{-}3\Phi}=\sqrt[3]{d_{aw}d_{bw}d_{cw}}=\sqrt[3]{d_{Av}d_{Bv}d_{Cv}} \tag{9-64}$$

地线 v 和导线 a、b、c 之间的几何均距及地线 w 和导线 A、B、C 之间的几何均距为

$$d_{mv\text{-}3\phi}=d_{mv\text{-}3\Phi}=\sqrt[3]{d_{av}d_{bv}d_{cv}}=\sqrt[3]{d_{Aw}d_{Bw}d_{Cw}} \tag{9-65}$$

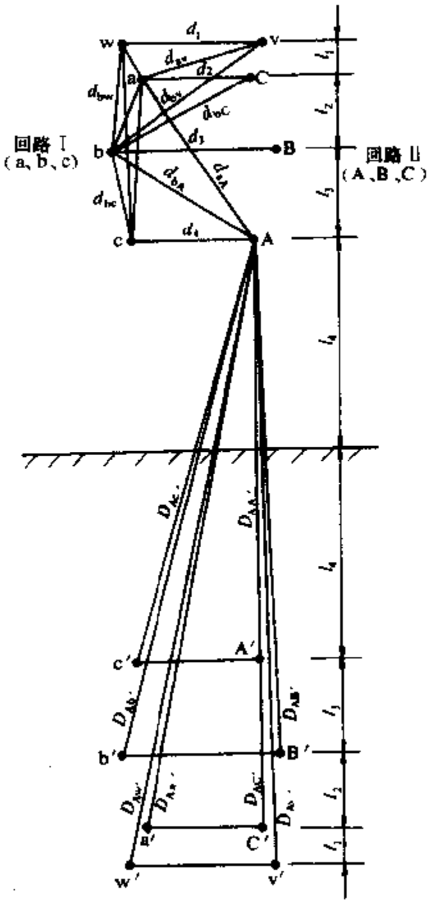


图 9-13 同杆双回输电线的导、地线对地平均高度及其对镜像间距离示意图

地线 w 和导线 a、b、c 的镜像之间的几何均距及地线 v 和导线 A、B、C 的镜像之间的几何均距为

$$d_{mw\text{-}3\phi'}=d_{mv\text{-}3\Phi'}=\sqrt[3]{D_{a'w}D_{b'w}D_{c'w}}=\sqrt[3]{D_{A'v}D_{B'v}D_{C'v}} \tag{9-66}$$

地线 v 和导线 a、b、c 的镜像之间的几何均距及地线 w 和导线 A、B、C 的镜像之间的几何均距为

$$d_{mv\text{-}3\phi'}=d_{mw\text{-}3\Phi'}=\sqrt[3]{D_{a'v}D_{b'v}D_{c'v}}=\sqrt[3]{D_{A'w}D_{B'w}D_{C'w}} \tag{9-67}$$

一回路导线与另一回路导线的镜像之间的几何均距为

$$d_{m(3\phi\text{-}3\Phi')}=\sqrt[9]{D_{aA'}D_{bA'}D_{cA'}D_{aB'}D_{bB'}D_{cB'}D_{aC'}D_{bC'}D_{cC'}}=\sqrt[9]{(D_{aA'}D_{bA'}D_{aB'})^2 D_{aC'}D_{bB'}D_{cA'}} \tag{9-68}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$d_{m(3\Phi\text{-}3\phi')} = d_{m(3\phi\text{-}3\Phi')} \tag{9-69}$$

（二）几何平均半径

一回路导线的几何平均半径为

$$r_{m3\phi} = \sqrt[3]{r_{m\phi}d_{m3\phi}^2} \tag{9-70}$$

$$r_{m3\Phi} = \sqrt[3]{r_{m\Phi}d_{m3\Phi}^2} \tag{9-71}$$

式（9-70）和式（9-71）与式（9-30）相同。

双回路导线的几何平均半径为

$$r_{m(3\phi\text{-}3\Phi)} = \sqrt{r_{m3\phi}d_{m(3\phi\text{-}3\Phi)}} \tag{9-72}$$

二地线的几何平均半径 r_{m2d} 与式（9-31）相同。

（三）同杆双回输电线的阻抗计算

1. 正序阻抗计算

同杆双回线路的正序阻抗等值图及正序综合阻抗图分别如图 9-14、图 9 15 所示。图中 $Z_{11}=R_{11}+jX_{11}$ 为每回路的正序自阻抗。其中 R_{11} 为每回路导线的自电阻。如为分裂导线，R_{11}

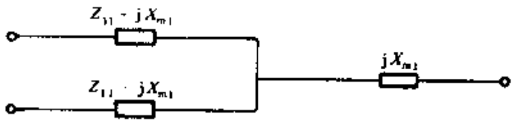


图 9-14　双回路的正序阻抗等值图

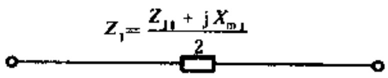


图 9-15　双回路的正序综合阻抗图

即为式（9-21）中的 R_1。X_{11} 为每回路的正序自感抗，即

$$X_{11} = 0.062845\ln\frac{d_{m3\phi}}{r_{m\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-73}$$

式（9-73）与式（9-22）相同。

图中的 X_{m1} 为双回路的正序互感抗，即

$$X_{m1} = \frac{0.062845}{6}\ln\frac{d_{aB}d_{aC}d_{bA}d_{bC}d_{cA}d_{cB}}{(d_{aA}d_{bB}d_{cC})^2}$$

$$= 0.010474\ln\frac{d_{aB}^2d_{bA}^2d_{aC}d_{cA}}{d_{aA}^4d_{bB}^2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-74}$$

X_{m1} 是正值还是负值取决于自然对数符号后分子和分母的相对值。一般情况下 X_{m1} 值很小，不会超过每回路正序自感抗 X_{11} 的 ±5%。

图 9-15 中 Z_1 为双回路的正序综合阻抗，即

$$Z_1 = \frac{Z_{11}+jX_{m1}}{2} = \frac{R_{11}+j(X_{11}+X_{m1})}{2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-75}$$

2. 零序阻抗计算

当同杆架设的双回线都投入运行时，它的零序阻抗可用如下两种方法求得：①采用导线和地线的零序漏、互阻抗；②采用两个回路的零序自、互阻抗。当其中一回路退出运行

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

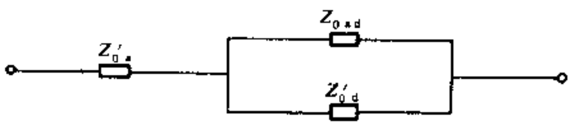


图 9-16 双回路零序阻抗等值图之一
（用导、地线的零序漏、互阻抗表示）

后，另一回的零序阻抗和两回都投运时的零序阻抗是不相同的。在计算另一回的零序阻抗时，还要考虑停运回路的导线两端接地或不接地两种情况。现对上述四种计算分述于后。

（1）双回路运行时，用导线和地线的零序漏、互阻抗进行双回路的零序阻抗计算。图 9-16 是用导线和地线的零序漏、互阻抗表示的双回路零序阻抗等值回路图。图中：$Z_{0'a}$是双回路导线的零序漏阻抗；$Z_{0'd}$是两根地线的零序漏阻抗；Z_{0ad}是双回路导线和两根地线之间的零序互阻抗。假定 Z_{0a}是双回路导线的零序自阻抗；Z_{0d}是两根地线的零序自阻抗。则

$$Z'_{0a} = Z_{0a} - Z_{0ad} \tag{9-76}$$

$$Z'_{0d} = Z_{0d} - Z_{0ad} \tag{9-77}$$

从图 9-16，可求得双回路的零序综合阻抗 Z_0 为

$$Z_0 = R_0 + jX_0 = Z'_{0a} + \frac{Z'_{0d}Z_{0ad}}{Z'_{0d} + Z_{0ad}} \tag{9-78}$$

其中

$$Z'_{0a} = \frac{R_1}{2} + j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi\text{-}3\Phi)-2d}}{r_{m(3\phi\text{-}3\Phi)}} \quad \Omega/km \tag{9-79}$$

$$Z'_{0d} = \frac{3}{2}R_w + j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi\text{-}3\Phi)-2d}}{r_{m2d}} \tag{9-80}$$

$$Z_{0ad} = 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{d_{m(3\phi\text{-}3\Phi)-2d}} \quad \Omega/km \tag{9-81}$$

两根地线中零序电流的分配系数为

$$K_1 = \frac{Z_{0ad}}{Z'_{0d} + Z_{0ad}} \tag{9-82}$$

若把式（9-76）、式（9-77）代入式（9-78），则 Z_0 也可用下式表示，即

$$Z'_0 = Z_{0a} - Z_{0ad} + \frac{(Z_{0d} - Z_{0ad})Z_{0ad}}{Z_{0d}} = Z_{0a} - \frac{Z_{0ad}^2}{Z_{0d}} \tag{9-83}$$

其中

$$Z_{0a} = \frac{R_1}{2} + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m(3\phi-3\Phi)}} \quad \Omega/km \tag{9-84}$$

$$Z_{0d} = \frac{3}{2}R_w + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m2d}} \quad \Omega/km \tag{9-85}$$

（2）双回路运行时，用两个回路的零序自、互阻抗进行双回路的零序阻抗计算。图 9-17 是用两个回路的零序自、互阻抗表示的双回路零序网络示意图。从图 9-17，可列出下列方程

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

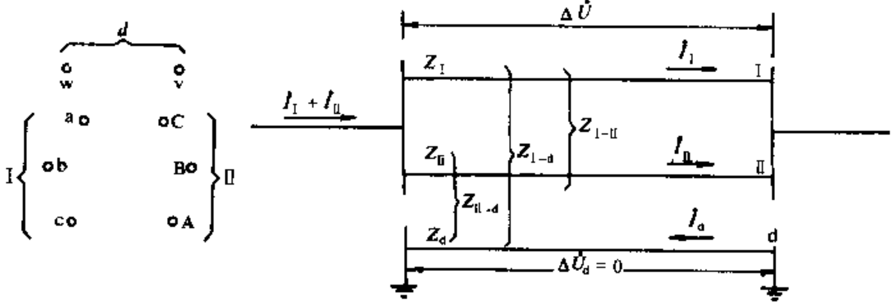


图 9-17 双回路的零序网络示意图

$$\begin{cases}\Delta\dot{U}=Z_{\mathrm{I}}\dot{I}_{\mathrm{I}}+Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}\dot{I}_{\mathrm{II}}-Z_{\mathrm{I}-d}\dot{I}_{d}\\ \Delta\dot{U}=Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}\dot{I}_{\mathrm{I}}+Z_{\mathrm{II}}\dot{I}_{\mathrm{II}}-Z_{\mathrm{II}-d}\dot{I}_{d}\\ \Delta\dot{U}_{g}=0=Z_{\mathrm{I}-d}\dot{I}_{\mathrm{I}}+Z_{\mathrm{II}-d}\dot{I}_{\mathrm{II}}-Z_{d}\dot{I}_{d}\end{cases} \tag{9-86}$$

消去式（9-86）中的 $\dot{I}_d$，可得

$$\Delta\dot{U}=Z_{\mathrm{I}}^{(d)}\dot{I}_{\mathrm{I}}+Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}^{(d)}\dot{I}_{\mathrm{II}} \tag{9-87}$$

$$\Delta\dot{U}=Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}^{(d)}\dot{I}_{\mathrm{I}}+Z_{\mathrm{II}}^{(d)}\dot{I}_{\mathrm{II}} \tag{9-88}$$

$Z_{\mathrm{I}}^{(d)}$为计及地线影响后，回路 I 的零序自阻抗，即

$$Z_{\mathrm{I}}^{(d)}=Z_{\mathrm{I}}-\frac{Z_{\mathrm{I}-d}^{2}}{Z_{d}} \tag{9-89}$$

$Z_{\mathrm{II}}^{(d)}$为计及地线影响后，回路 Ⅱ 的零序自阻抗，即

$$Z_{\mathrm{II}}^{(d)}=Z_{\mathrm{II}}-\frac{Z_{\mathrm{II}-d}^{2}}{Z_{d}} \tag{9-90}$$

$Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}^{(d)}$为计及地线影响后，回路 I 和 Ⅱ 之间的零序互阻抗，即

$$Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}^{(d)}=Z_{\mathrm{I}-\mathrm{II}}-\frac{Z_{\mathrm{I}-d}Z_{\mathrm{II}-d}}{Z_{d}} \tag{9-91}$$

根据式（9-89）、式（9-90），图 9-17 的双回路零序网络图可改描成图 9-18。图 9-18 是用两个回路的零序自、互阻抗表示的双回路零序阻抗等值图，它和图 9-16 用导、地线的零序漏、互阻抗表示的零序阻抗等值图，在表示形式上虽不一样，但从两者算得的双回路零序综合阻抗 Z_0 值应该是一致的。假定回路 I 和 Ⅱ 是相同的，则式

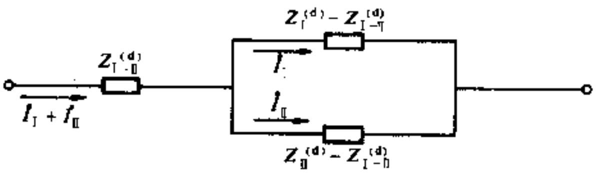


图 9-18 双回路零序阻抗等值图之二
（用两个回路的零序自、互阻抗表示）

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(9-89)、式（9-90)、式（9-91）可改写为

$$Z^{(d)} = Z_{I}^{(d)} = Z_{I} - \frac{Z_{I-d}^{2}}{Z_{d}} \tag{9-92}$$

$$Z_{I-I}^{(d)} = Z_{I-I} - \frac{Z_{I-d}^{2}}{Z_{d}} \tag{9-93}$$

根据图 9-18，可求得双回路的零序综合阻抗 Z_0，为

$$Z_{0} = Z_{I-I}^{(d)} + \frac{Z_{I}^{(d)} - Z_{I-I}^{(d)}}{2} = \frac{Z_{I}^{(d)} + Z_{I-I}^{(d)}}{2} = \frac{Z_{I} + Z_{I-I}}{2} - \frac{Z_{I-d}^{2}}{Z_{d}} \tag{9-94}$$

式中 Z_I 为不计地线影响时，回路 I 的零序自阻抗，即

$$Z_{I} = R_{1} + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_{d}}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-95}$$

Z_{I-I} 为不计地线影响时，回路 I 和 II 之间的零序互阻抗，即

$$Z_{I-I} = 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_{d}}{d_{m(3\phi-3\phi)}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-96}$$

Z_{I-d}为回路 I 和两根地线间的零序互阻抗，即

$$Z_{I-d} = 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_{d}}{d_{m(3\phi-2d)}} \tag{9-97}$$

Z_d 为地线回路的零序自阻抗，即

$$Z_{d} = \frac{3}{2}R_{w} + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_{d}}{r_{m2d}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-98}$$

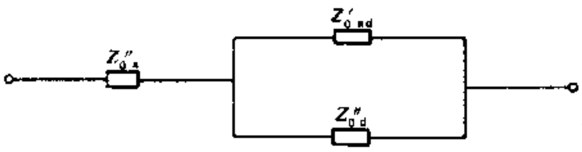


图 9-19 一回路停役但其导线两端不接地时，另一回路的零序阻抗等值图

把式（9-95）～式（9-98）代入式（9-94)，不难证明式（9-94）和式（9-78）求得的 Z_0 是相等的。

（3）一回路退出运行，但其导线两端不接地时，另一回路的零序阻抗计算。本计算采用导、地线的零序漏、互阻抗表示的零序阻抗等值图如图 9-19 所示。图中 Z''_{0a}为另一回路导线的零序漏阻抗，即

$$Z''_{0a} = R_{1} + j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi-2d)}}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-99}$$

Z''_{0d}为两根地线的零序漏阻抗，即

$$Z''_{0d} = \frac{3}{2}R_{w} + j0.188535\ln\frac{d_{m(3\phi-2d)}}{r_{m2d}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-100}$$

Z'_{0ad}为另一回路的导线和两根地线之间的零序互阻抗，即

$$Z'_{0ad} = 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_{d}}{d_{m(3\phi-2d)}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-101}$$

比较式（9-80）和式（9-100）及式（9-81）和式（9-101）得知

$$\left.\begin{aligned} Z'_{0d} &= Z''_{0d} \\ Z_{0ad} &= Z'_{0ad} \end{aligned}\right\} \tag{9-102}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

从图 9-19 可知，一回路停役但导线两端不接地时，另一回路的零序阻抗为

$$Z'_0 = Z''_{0a} + \frac{Z'_{0ad} Z''_{0d}}{Z'_{0ad} + Z''_{0d}} = Z''_{0a} + \frac{Z_{0ad} Z'_{0d}}{Z_{0ad} + Z'_{0d}} \tag{9-103}$$

此时两根地线中零序电流的分配系数为

$$K_2 = \frac{Z'_{0ad}}{Z''_{0d} + Z'_{0ad}} = \frac{Z_{0ad}}{Z'_{0d} + Z_{0ad}} \tag{9-104}$$

比较式（9-82）和式（9-104），可知 $K_2 = K_1$。

（4）一回路退出运行，且其导线两端接地时，另一回路的零序阻抗计算。本计算可利用图 9-18 的零序阻抗等值图，改描为一回停役且其导线两端接地时，另一回路的零序阻抗等值图，如图 9-20 所示。从图 9-20 可求得一回停役且导线两端接地时，另一回路的零序阻抗 Z_0''为

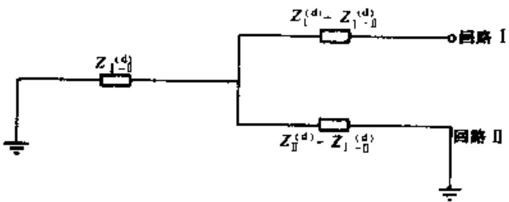


图 9-20 一回路停役且导线两端接地时，另一回路的零序阻抗等值图

$$Z_0'' = Z_{I}^{(d)} - Z_{I-II}^{(d)} + \frac{Z_{I-II}^{(d)} (Z_{II}^{(d)} - Z_{I-II}^{(d)})}{Z_{II}^{(d)}}$$

$$= Z_{I}^{(d)} - \frac{(Z_{I-II}^{(d)})^2}{Z_{II}^{(d)}} \tag{9-105}$$

式（9-105）中 $Z_{I}^{(d)}$和 $Z_{II}^{(d)}$可用式（9-89）和式（9-90）代入。如回路 I 和 II 相同，则 $Z_{I}^{(d)} = Z_{II}^{(d)}$。

（四）同杆双回输电线的电容计算

1. 正序电容计算

对于同杆双回架设的线路，正序网络中这两回路间的耦合电容是很小的，它决定于两回路三相导线的相对位置，在大多数输电网络中可忽略不计。但零序电容耦合的影响却很大，它的数值和每回路的零序自电容相比是相当大的。

同杆双回架设线路中每回路的正序电容仍可用单回线正序电容的计算公式进行计算，且地线对正序电容数值的影响也很小，也可略去不计。

每回路的正序自电容 C_{11}为

$$C_{11} = \frac{0.055568 \times 10^{-6}}{\ln \dfrac{\sqrt[3]{d_{ab} d_{bc} d_{ca}} \times \sqrt[3]{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}}{r_{\phi} \sqrt[3]{D_{ab'} D_{ac'} D_{bc'}}}} \quad \text{F/km} \tag{9-106}$$

每回路的正序自容抗为

$$X_{C_{11}} = \frac{1}{100\pi C_{11}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-107}$$

双回路的正序综合容抗为

$$X_{C_1} = \frac{1}{2} X_{C_{11}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-108}$$

双回路的正序综合电容为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$C_1 = 2C_{11} \quad \text{F/km} \tag{9-109}$$

2. 零序电容计算

同杆双回架设的线路，其两回路间的零序互容抗值较大，且地线对零序电容的影响也较大，故对其零序电容需分有地线和无地线两种情况进行计算。

（1）无地线时，双回线路的零序电容计算。此时，每回路的零序自电容 C_{00} 为

$$C_{00} = \frac{0.055568 \times 10^{-6}}{\ln \dfrac{\sqrt[3]{D_{aa'}D_{bb'}D_{cc'}}}{r_\phi} + 2\ln \dfrac{\sqrt[3]{D_{ab'}D_{ac'}D_{bc'}}}{\sqrt[3]{d_{ab}d_{bc}d_{ca}}}} \quad \text{F/km} \tag{9-110}$$

C_{00}实际上也就是无地线的双回路中，一回停役且其导线两端不接地时，另一回路的零序电容。此时，每回路的零序自容抗为

$$X_{C_{00}} = \frac{1}{100\pi C_{00}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-111}$$

双回路之间的零序互容抗 $X_{C_{m0}}$ 为

$$X_{C_{m0}} = 0.171902 \times 10^6 \ln \frac{d_{m(3\phi-3\Phi')}}{d_{m(3\phi-3\Phi)}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-112}$$

$d_{m(3\phi-3\Phi')}$和 $d_{m(3\phi-3\Phi')}$分别用式（9-68）和式（9-63）代人。无地线时，同杆双回路的零序容抗等值图如图 9-21 所示。图中

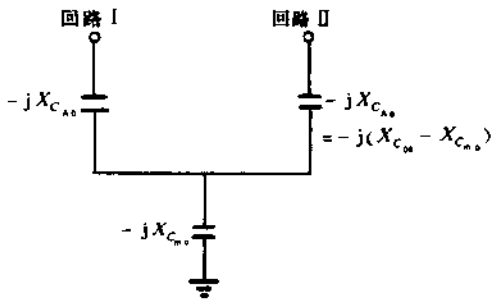


图 9-21 无地线时双回线的零序容抗等值图

$$X_{C_{A0}} = X_{C_{00}} - X_{C_{m0}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-113}$$

无地线时，双回路的零序综合容抗为

$$X_{C_0} = \frac{1}{2}X_{C_{A0}} + X_{C_{m0}} = \frac{X_{C_{A0}} + X_{C_{m0}}}{2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-114}$$

无地线时，双回路的零序综合电容为

$$C_0 = \frac{1}{100\pi X_{C_0}} \quad \text{F/km} \tag{9-115}$$

（2）有两根地线时，双回线路的零序电容计算。从式（9-111），已知无地线时，每回路的零序自容抗为 $X_{C_{00}}$。假定有两根地线时，每回路的零序自容抗为 $X_{C_{00-wv}}$，则两者有下列关系

$$X_{C_{00\text{-}wv}} = X_{C_{00}} - \Delta X_{C_{00\text{-}wv}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-116}$$

其中

$$\Delta X_{C_{00\text{-}wv}} = \frac{\Delta X_{C_{00\text{-}w}} + \Delta X_{C_{00\text{-}v}} - 2\sqrt{(\Delta X_{C_{00\text{-}w}})(\Delta X_{C_{00\text{-}v}})} \times \sqrt{K_w K_v}}{1 - K_w K_v} \Omega/\text{km} \tag{9-117}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\Delta X_{C_{00\text{-w}}} = 0.171902 \times 10^6 \times \frac{\left(\ln \dfrac{d_{\text{mw-3}\Phi'}}{d_{\text{mw-3}\phi}}\right)^2}{\ln \dfrac{D_{vv'}}{r_w}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-118}$$

$$\Delta X_{C_{00\text{-v}}} = 0.171902 \times 10^6 \frac{\left(\ln \dfrac{d_{\text{mw-3}\Phi'}}{d_{\text{mw-3}\phi}}\right)^2}{\ln \dfrac{D_{vv'}}{r_w}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-119}$$

$$K_w = K_v = \frac{\ln \dfrac{D_{wv'}}{d_1}}{\ln \dfrac{D_{ww'}}{r_w}} = \frac{\ln \dfrac{D_{wv'}}{d_1}}{\ln \dfrac{D_{vv'}}{r_v}} \tag{9-120}$$

有两根地线时，每回路的零序自电容为

$$C_{00\text{-wv}} = \frac{1}{100\pi X_{C00\text{-wv}}} \quad \text{F/km} \tag{9-121}$$

$C_{00\text{-wv}}$和 $X_{C_{00\text{-wv}}}$实际上也就是有两根地线的双回路中，一回停役且它的两端导线不接地时，另一回路的零序电容和零序容抗。

从式 (9-112)，已知无地线时，双回路之间的零序互容抗为 $X_{C_{m0}}$，假定有两根地线时，双回路之间的零序互容抗为 $X_{C_{m0\text{-wv}}}$，则两者也有如下关系

$$X_{C_{m0\text{-wv}}} = X_{C_{m0}} - \Delta X_{C_{m0\text{-wv}}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-122}$$

其中

$$\Delta X_{C_{m0\text{-wv}}} = \frac{2\sqrt{(\Delta X_{C_{00\text{-w}}})(\Delta X_{C_{00\text{-v}}})} - K_w(\Delta X_{C_{00\text{-w}}} + \Delta X_{C_{00\text{-v}}})}{1 - K_w^2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-123}$$

有两根地线时，同杆双回路的零序容抗等值图如图 9-22 所示。图中

$$X_{C_{A0\text{-wv}}} = X_{C_{00\text{-wv}}} - X_{C_{m0\text{-wv}}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-124}$$

有两根地线时，双回路的零序综合容抗 $X_{C_{0\text{-wv}}}$为

$$X_{C_{0\text{-wv}}} = \frac{X_{C_{A0\text{-wv}}}}{2} + X_{C_{m0\text{-wv}}} = \frac{X_{C_{00\text{-wv}}} + X_{C_{m0\text{-wv}}}}{2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-125}$$

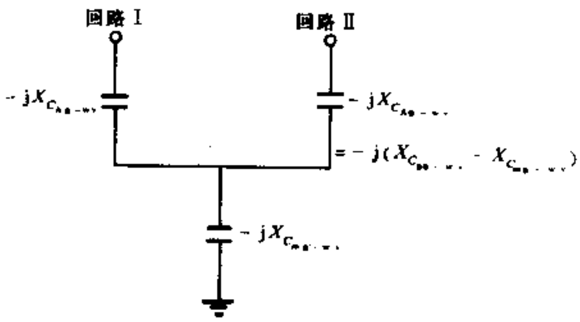


图 9-22 有两根地线时双回线的零序容抗等值图

有两根地线时，双回路的零序综合电容 $C_{0\text{-wv}}$为

$$C_{0\text{-wv}} = \frac{1}{100\pi X_{C_{0\text{-wv}}}} \quad \text{F/km} \tag{9-126}$$

五、输电线路的等值回路

图 9-23 表示长度为 l 的输电线。它的送、受两端的电压和电流关系可用式 (9-127)、式

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(9-128）或式（9-129)、式（9-130）表示，即

$$U_s = AU_r + BI_r \tag{9-127}$$

$$I_s = CU_r + DI_r \tag{9-128}$$

或

$$U_r = DU_s - BI_s \tag{9-129}$$

$$I_r = -CU_s + AI_s \tag{9-130}$$

其中

$$A = \cosh\sqrt{ZY} = 1 + \frac{ZY}{2} + \frac{Z^2Y^2}{24} + \cdots \tag{9-131}$$

$$B = \sqrt{\frac{Z}{Y}}\sinh\sqrt{ZY} = Z\left(1 + \frac{ZY}{6} + \frac{Z^2Y^2}{120} + \cdots\right) \tag{9-132}$$

$$C = \sqrt{\frac{Y}{Z}}\sinh\sqrt{ZY} = Y\left(1 + \frac{ZY}{6} + \frac{Z^2Y^2}{120} + \cdots\right) \tag{9-133}$$

$$D = A \tag{9-134}$$

$$AD - BC = 1 \tag{9-135}$$

$$Z = l(r + \mathrm{j}x) \tag{9-136}$$

$$Y = l(\mathrm{j}b) \tag{9-137}$$

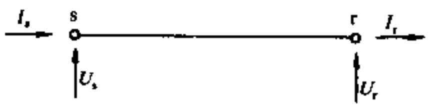


图 9-23 输电线路示意图

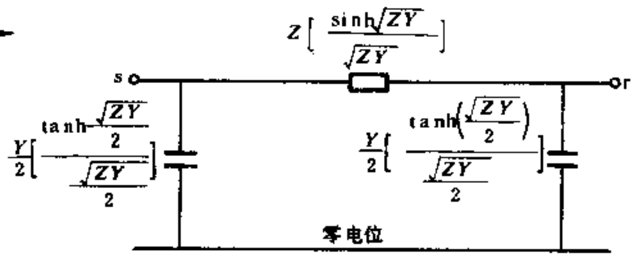


图 9-24 等值 π 回路

在电力系统分析计算中，输电线路可采用如图 9-24 或图 9-25 所示的等值 π 或等值 T 回路来模拟。图中

$$\cosh\sqrt{ZY} = 1 + \frac{ZY}{2} + \frac{Z^2Y^2}{24} + \cdots \tag{9-138}$$

$$\frac{\sinh\sqrt{ZY}}{\sqrt{ZY}} = 1 + \frac{ZY}{6} + \frac{Z^2Y^2}{120} + \cdots \tag{9-139}$$

$$\frac{\tanh\frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}} = 1 - \frac{ZY}{12} + \frac{Z^2Y^2}{120} + \cdots \tag{9-140}$$

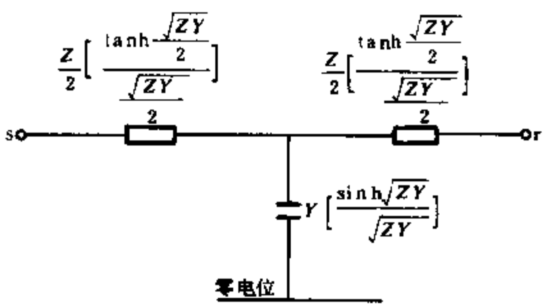


图 9-25 等值 T 回路

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（一）等值 π 回路

图 9-24 中

$$Z\left[\frac{\sinh\sqrt{ZY}}{\sqrt{ZY}}\right]=(r+jX)l\left[1+\frac{(r+jX)jbl^2}{6}+\frac{(r+jX)^2(jb)^2l^4}{120}\right]$$

$$=(rl)k_r+j(Xl)k_x \tag{9-141}$$

其中

$$k_r=1-\frac{Xb}{3}l^2+\frac{(3X^2-r^2)b^2}{120}l^4 \tag{9-142}$$

$$k_x=1-\frac{(X^2-r^2)b}{6x}l^2+\frac{(X^2-3r^2)b^2}{120}l^4 \tag{9-143}$$

$$\frac{Y}{2}\left[\frac{\tanh\frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}\right]=j\frac{bl}{2}\left[1-\frac{ZY}{12}+\frac{Z^2Y^2}{120}\right]$$

$$=j\frac{bl}{2}\left[1-\frac{(r+jX)jbl^2}{12}+\frac{(r+jX)^2(jb)^2l^4}{120}\right]$$

$$=j\frac{bl}{2}k_c+\left(\frac{rb^2l^3}{24}+\frac{rXb^3l^5}{120}\right)=j\frac{bl}{2}k_c \tag{9-144}$$

其中
$$k_c=1+\frac{Xb}{12}l^2+\frac{(X^2-r^2)b^2}{120}l^4 \tag{9-145}$$

式 (9-144) 中，$\left(\frac{rb^2l^3}{24}+\frac{rXb^3l^5}{120}\right)$ 为电导，可略去不计。

根据上述推导，图 9-24 可用图 9-26 来表示。图中 k_r、k_x 和 k_c 分别为输电线等值 π 回路中电阻、电抗和电纳的修正系数。

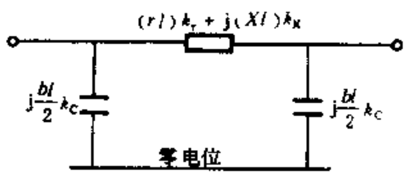


图 9-26 等值 π 回路

（二）等值 T 回路

图 9-25 中

$$\frac{Z}{2}\left[\frac{\tanh\frac{\sqrt{ZY}}{2}}{\frac{\sqrt{ZY}}{2}}\right]=\frac{(r+jX)}{2}l\left[1-\frac{(r+jX)jb}{12}l^2+\frac{(r+jX)^2(jb)^2}{120}l^4\right]$$

$$=\left(\frac{rl}{2}\right)t_r+j\left(\frac{Xl}{2}\right)t_x \tag{9-146}$$

其中
$$t_r=1+\frac{Xb}{6}l^2+\frac{(3X^2-r^2)b^2}{120}l^4 \tag{9-147}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$t_x = 1 + \frac{(X^2 - r^2)b}{12x}l^2 + \frac{(X^2 - 3r^2)b^2}{120}l^4 \tag{9-148}$$

$$Y\left[\frac{\sinh\sqrt{ZY}}{\sqrt{ZY}}\right] = \mathrm{j}bl\left[1 + \frac{(r + \mathrm{j}X)\mathrm{j}b}{6}l^2 + \frac{(r + \mathrm{j}X)^2(\mathrm{j}b)^2}{120}l^4\right]$$

$$= \mathrm{j}blt_c - \left(\frac{rb^2}{6}l^3 - \frac{rXb^3}{60}l^5\right) = \mathrm{j}blt_c \tag{9-149}$$

其中

$$t_c = 1 - \frac{Xb}{6}l^2 + \frac{(X^2 - r^2)b^2}{120}l^4 \tag{9-150}$$

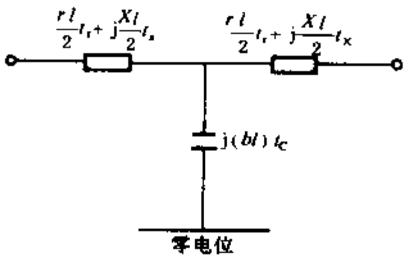


图 9-27 等值 T 回路

式 (9-149) 中，$\left(\frac{rb^2}{6}l^3 - \frac{rXb^3}{60}l^5\right)$ 为电导，可略去不计。

图 9-25 也可用图 9-27 来表示，图中 t_r、t_x 和 t_c 分别为输电线等值 T 回路中电阻、电抗和电纳的修正系数。

从图 9-24 和图 9-26 可知，各修正系数都是 $\sqrt{ZY}$ 的函数。

因为 $Z = (r + \mathrm{j}\omega L)l, r \ll \omega L$

$$Y = \mathrm{j}\omega Cl$$

所以

$$\sqrt{ZY} = \sqrt{(r + \mathrm{j}\omega L)\mathrm{j}\omega Cl^2}$$

$$\approx \sqrt{(\mathrm{j}\omega)^2 LCl^2} \approx \mathrm{j}\omega\sqrt{LC}l \tag{9-151}$$

众所周知，$\frac{1}{\sqrt{LC}}$ 是输电线上电力波的波速。对 500kV 线路，它的正序波速 $\frac{1}{\sqrt{L_1C_1}}$ 约为 (2.95～2.97) ×10^5 km/sec，十分接近于光的波速 (3×10^5 km/sec)；它的零序波速 $\frac{1}{\sqrt{L_0C_0}}$ 随地线材料（钢或良导体）和大地电阻率而稍有变化，当大地电阻率为 50Ω·m 时，若采用钢地线，其值约为 (2.05～2.1) ×10^5 km/sec，若采用良导体地线，其值约为 (2.36～2.46) ×10^{5}km/sec。对于 220kV 线路，它的正序和零序波速和 500kV 线路的正序和零序波速也十分接近。如上所述，$\sqrt{ZY}$ 值几乎不受输电线电压等级的影响，它主要决定于线路的长度。

某 500kV 线路的正序分布参数为：电阻 $r=0.02$ Ω/km，电抗 $X=0.280356$ Ω/km，电容 $C=0.0128748$ μF/km。根据上述公式可求得不同长度的 500kV 线路的正序等值 π 和 T 回路的有关修正系数，见表 9-3。

分析表 9-3，可知架空输电线路的长度小于 200km 时，其正序等值 π 和 T 回路可不采用修正系数（即假定各修正系数值为 1），当它的长度超过 300km 时，建议采用修正系数。上述情况对于各种电压等级的架空线路是相同的。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 9-3　　不同长度的 500kV 线的正序等值 π 和 T 回路中的修正系数

长度 (km)	正序等值 π 回路修正系数			正序等值 T 回路修正系数		
	k_r	k_x	k_c	t_r	t_x	t_c
100	0.99622	0.99812	1.00095	1.00189	1.00094	0.99811
150	0.99151	0.99577	1.00213	1.00427	1.00212	0.99575
200	0.98493	0.99250	1.00380	1.00761	1.00378	099246
250	0.97650	0.98829	1.00595	1.01194	1.00592	0.98823
300	0.96624	0.98316	1.00859	1.01727	1.00855	0.98308
350	0.95418	0.97712	1.01174	1.02363	1.01168	0.97701
400	0.94034	0.97018	1.0159	1.03106	1.01531	0.97003
450	0.92477	0.96236	1.0195	1.03959	1.01947	0.96217

六、电力电缆的参数计算

下面介绍两种最常见的单芯电缆和三芯电缆线路的电气参数计算方法。三芯电缆的三个缆芯的芯绝缘外层是否包有金属箔对参数计算也有影响。图 9-28 (a)、(b)、(c) 为电缆的几何布置示意图。

(一) 单芯电缆的阻抗计算

1. 正序阻抗计算

单芯电缆的正序电阻和电抗值都与铅皮中感应电流有关。如略去铅皮中感应电流的影响时，单芯电缆的正序阻抗为 Z_1

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \quad \Omega/\text{km} \tag{9-152}$$

式中 R_1 为缆芯的电阻，X_1 则为

$$X_1 = 0.062845 \ln \frac{d_{m3\phi}}{r_{m\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-153}$$

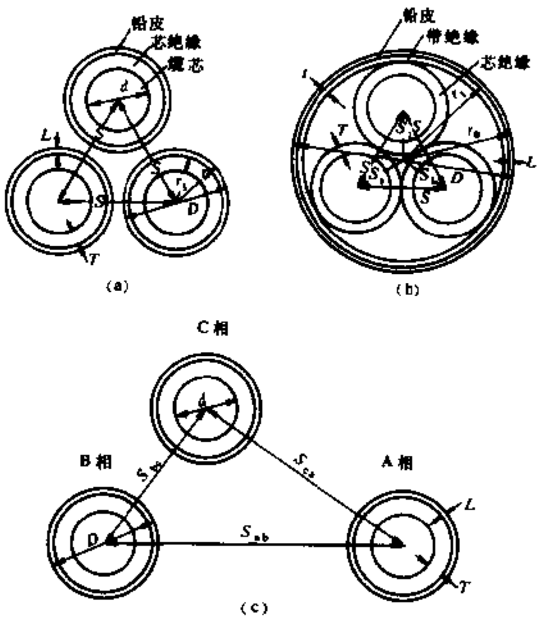


图 9-28　电缆的几何布置示意图

(a) 单芯电缆等距布置；(b) 三芯电缆；(c) 单芯电缆不对称布置，但完全换位

其中

$$d_{m3\phi} = \sqrt[3]{S_{ab}S_{bc}S_{ca}} \tag{9-154}$$

式中 S_{ab}、S_{bc}、S_{ca}分别为 A、B、C 相电缆中心间距离；d 为缆芯的直径。如图 9-28 (c) 所示。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

如计及铅皮中感应电流的影响，则单芯电缆的正序阻抗 Z_1 为

$$Z_1 = R_1 + \Delta R_1 + j(X_1 - \Delta X_1) \quad \Omega/\text{km} \tag{9-155}$$

这表明铅皮中电流使电阻值增大 ΔR_1，使电抗值减小 ΔX_1。

式（9-155）中

$$\Delta R_1 = \frac{X_m^2 R_s}{X_m^{\ 2} + R_s^{\ 2}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-156}$$

式中 X_m 为缆芯和铅皮之间的互电抗，R_s 为铅皮的电阻，其表达式如下

$$X_m = 0.062845\ln\frac{2S}{r_0 + r_i} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-157}$$

$$R_s = \frac{0.801939 \times 10^{-4}}{r_0^2 - r_i^2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-158}$$

式（9-157）中，S 为三相单芯电缆等距布置时，缆芯的中心间距［见图 9-28（a）］。如三相单芯电缆不对称布置时［如图 9-28（c）所示］，则式（9-157）中的 S 可用式（9-154）中的 $d_{m3\phi}$ 代替。又 r_o、r_i 分别为铅皮的外层和内层半径。

式（9-155）中，有

$$\Delta X_1 = \frac{X_m^{\ 3}}{X_m^2 + R_s^2} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-159}$$

2. 零序阻抗计算

图 9-29（b）表示单芯电缆的实际零序回路。考虑全线路进行了完全的换位。它的等值零序阻抗图 9-29（d）实际上和架空线的等值零序阻抗图 9-23 是一致的。

在图 9-29（d）中：$Z_{0\ell}$ 为三相单芯电缆组成的线路中三相导线的零序自阻抗；Z_{0q} 为三根单芯电缆的铅皮的零序自阻抗；$Z_{0\ell q}$ 为三相导线和铅皮之间的零序互阻抗。

$$Z_{0\ell} = R_1 + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-160}$$

式（9-160）中 $r_{m3\phi}$ 为三相导线的几何平均半径，和式（9-18）是一致的。

大地电阻 $\qquad r_e = 0.14823 \quad \Omega/\text{km}$

$$r_{m3\phi} = \sqrt[3]{d_{m3\phi}^2 r_{m\phi}} \tag{9-161}$$

$$Z_{0q} = R_s + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m3s}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-162}$$

r_{m3s} 为并联的三个单芯电缆铅皮的几何平均半径，即

$$r_{m3s} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2}(d_{m3\phi})^2} \tag{9-163}$$

$$Z_{0\ell q} = 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{d_{m(3\phi\text{-}3s)}} \tag{9-164}$$

$d_{m(3\phi\text{-}3s)}$ 为三相导线和三个铅皮之间的几何平均距离，即

$$d_{m(3\phi\text{-}3s)} = \sqrt[9]{\left(\frac{r_o + r_i}{2}\right)^3 (d_{m3\phi})^6} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2}(d_{m3\phi})^2} \tag{9-165}$$

$$d_{m(3\phi\text{-}3s)} = r_{m3s}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

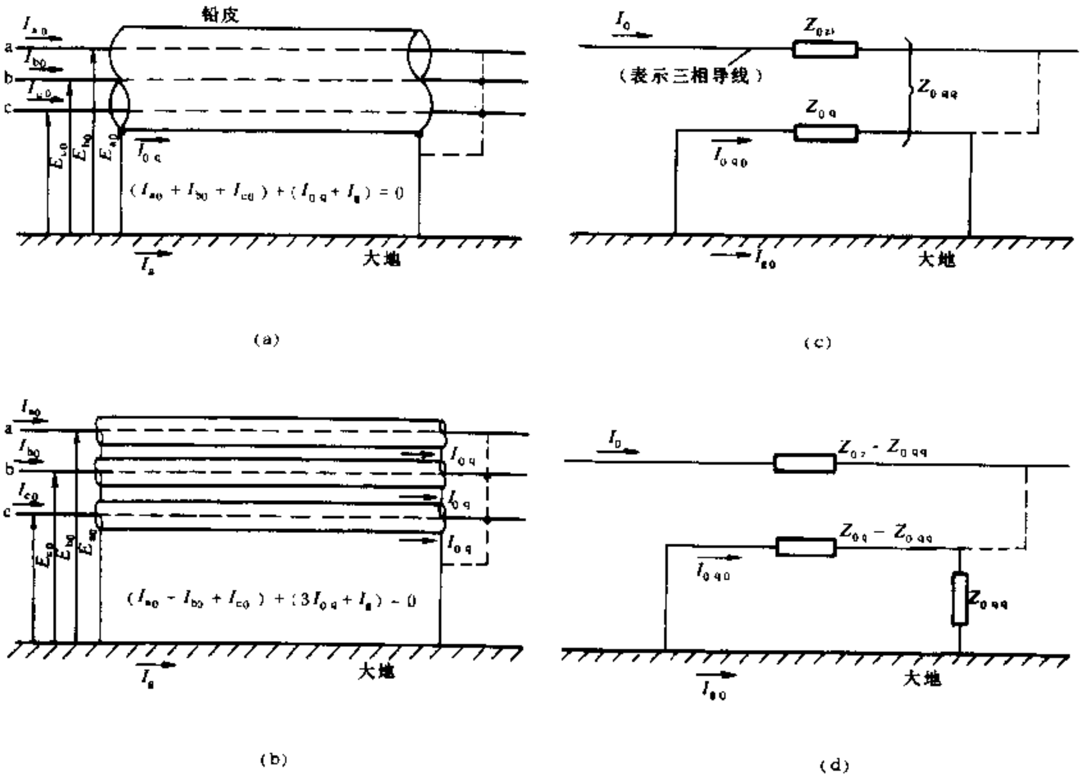


图 9-29　单芯和三芯电缆的实际和等值零序回路

(a) 实际回路（三芯电缆）；(b) 实际回路（三根单芯电缆）；(c) 零序等值回路之一；(d) 零序等值回路之二

求得 Z_{0Z}、Z_{0q}和 Z_{0qq}后，根据图 9-29 (d) 的零序等值回路，可求得零序综合阻抗 Z_0。当零序电流在大地和电缆铅皮两回路中都存在时，则

$$Z_0 = Z_{0Z} - Z_{0qq} + \frac{(Z_{0q} - Z_{0qq})Z_{0qq}}{Z_{0q}} = Z_{0Z} - \frac{Z_{0qq}^2}{Z_{0q}} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-166}$$

若零序电流只经铅皮回路流回，大地中无电流，则

$$\begin{aligned} Z_0 &= Z_{0Z} + Z_{0q} - 2Z_{0qq} \\ &= R_1 + R_s + \text{j}0.188535\ln\frac{r_{m3s}}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km} \end{aligned} \tag{9-167}$$

若零序电流只经大地回路流回，铅皮中无电流，则

$$Z_0 = (Z_{0Z} - Z_{0qq}) + Z_{0qq} = Z_{0Z} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-168}$$

（二）三芯电缆的阻抗计算

1．正序阻抗计算

三芯电缆的正序电阻和电抗计算比单芯电缆简单，因为对正序来看，三芯电缆铅皮中电流很小，它对正序阻抗的影响可略去不计。

对大容量电缆，需要计及铅皮电流对正序电阻影响时，可近似地认为它使正序电阻增大 3%～5%。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

三芯电缆的正序电抗

$$X_1 = 0.062845\ln\frac{d_{m3\phi}}{r_{m\phi}} \quad \Omega/\text{km}$$

扇形导线截面的三芯电缆的正序电抗值，可近似地认为比同截面积和绝缘厚度的同截面三芯电缆的正序电抗值小5%～10%。

2. 零序阻抗计算

图 9-29（a）表示三芯电缆的实际零序回路，图 9-29（c）为其等值零序回路。

Z_{0Z}为三芯电缆三相导线的零序自阻抗，即

$$Z_{0Z} = R_1 + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{D_d}{r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km}$$

上式与式（9-162）相同。

（1）若三芯电缆的导线截面为圆形，如图 9-29（a）所示，则上式中

$$r_{m3\phi} = \sqrt[3]{r_{m3\phi}(d_{m3\phi})^2} = \sqrt[3]{r_{m\phi}S^2} \tag{9-169}$$

如导线截面的直径为d，缆芯绝缘厚度为T，则

$$S = d + 2T \tag{9-170}$$

Z_{0q}为三芯电缆铅皮的零序自阻抗，即

$$Z_{0q} = 3R_s + 0.14823 + j0.188535\ln\frac{2D_d}{r_o + r_i} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-171}$$

Z_{0qq}为三芯电缆的三相导线和铅皮之间的互阻抗，即

$$Z_{0qq} = 0.14823 + j0.188535\ln\frac{2D_d}{r_o + r_i} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-172}$$

根据图 9-29（d），可求得三芯电缆的零序综合阻抗Z_0。当零序电流在大地和铅皮回路都存在时，有

$$Z_0 = Z_{0Z} - \frac{Z_{0qq}^2}{Z_{0q}} \quad \Omega/\text{km}$$

上式与式（9-166）相同。

若零序电流只经铅皮流回，大地中无电流，则

$$\begin{aligned} Z_0 &= Z_{0Z} + Z_{0q} - 2Z_{0qq} \\ &= R_1 + 3R_s + j0.188535\ln\frac{r_o + r_i}{2r_{m3\phi}} \quad \Omega/\text{km} \end{aligned} \tag{9-173}$$

若零序电流只经大地流回，铅皮中无电流，则

$$Z_0 = Z_{0Z} \quad \Omega/\text{km}$$

上式与式（9-168）相同。

（2）若三芯电缆的导线截面为扇形，则它的$r_{m3\phi}$值可近似地认为是同截面积和绝缘厚度

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

的圆形截面的三芯电缆的 $r_{m3\phi}$ 的90%。其他用于圆截面三芯电缆计算的零序阻抗公式对扇形截面电缆也适用。

（三）电缆的电容计算

1. 几何因子

计算电缆的电容、充电电流、介质损耗、泄漏电流等参数时，都要用到几何因子。如单芯电缆的几何因子可反映导线外径的圆柱面和铅皮内径的圆柱面之间的空间关系。它的数学表达式如下

$$G = \ln \frac{2r_i}{d} \qquad (9\text{-}174)$$

式中 $2r_i$——铅皮的内径；

d——导线的外径。

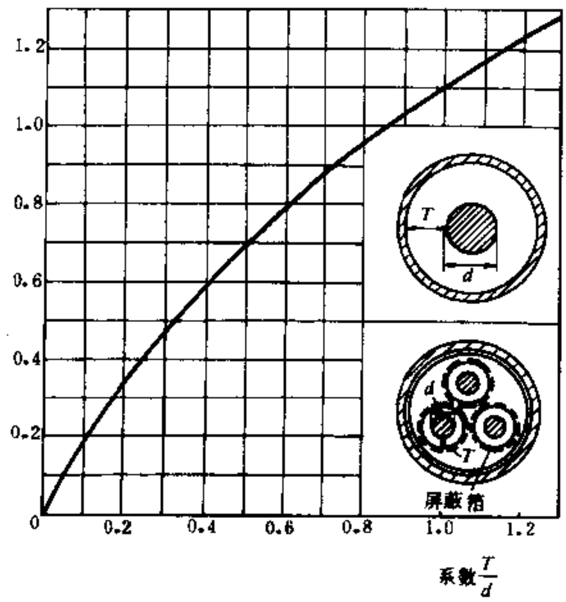


图 9-30 单芯电缆或圆截面的三芯屏蔽电缆的几何因子

有金属箔屏蔽的三芯圆截面电缆的几何因子和上述单芯电缆的几何因子相同。这是因为金属屏蔽层使每相导线绝缘外层形成一个等电位圆柱面，和单芯电缆的铅皮起着相同的作用。所以单芯电缆和圆截面的三芯屏蔽电缆都可用式(9-174)或从图 9-30 求得几何因子。

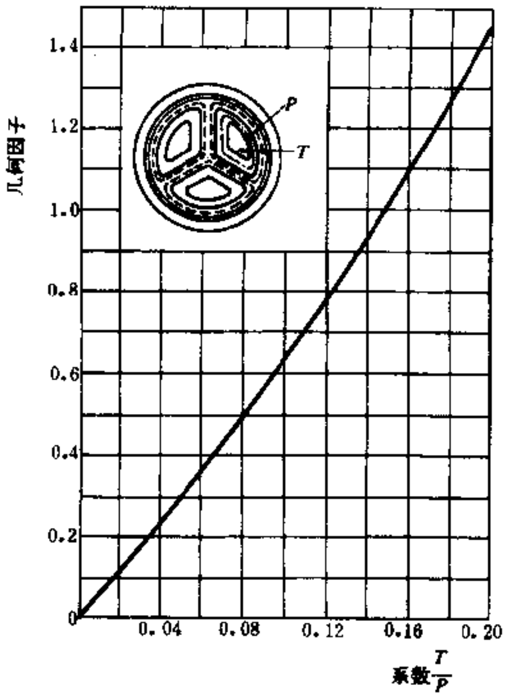


图 9-31 三芯扇形截面屏蔽电缆的几何因子

三芯扇形截面屏蔽电缆的几何因子，可近似地认为与相同截面积和绝缘厚度的三芯圆截面屏蔽电缆的几何因子相等。若扇形导线的芯绝缘厚度 T 和其平均周长 P 为已知，则可从图 9-31 求得更精确的几何因子。

三芯圆截面的带绝缘电缆因没有金属箔屏蔽每相导线，所以正序电容计算中采用的几何因子 G_1 和零序电容计算中采用的几何因子 G_0 是不相等的。如图 9-32 所示。

三芯扇形截面的带绝缘电缆的几何因子 G_1 和 G_0 也可从图 9-32 求得，步骤如下：先求出与扇形电缆相同截面积和绝缘厚度（包括相同的芯绝缘厚度 T 和带绝缘厚度 t）的三芯圆截面电缆的 G_1 和 G_0，然后再乘以图 9-32 所示的扇形修正因子。

2. 单芯电缆和三芯屏蔽电缆的电容计算

单芯电缆和三芯屏蔽电缆的正序电容

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

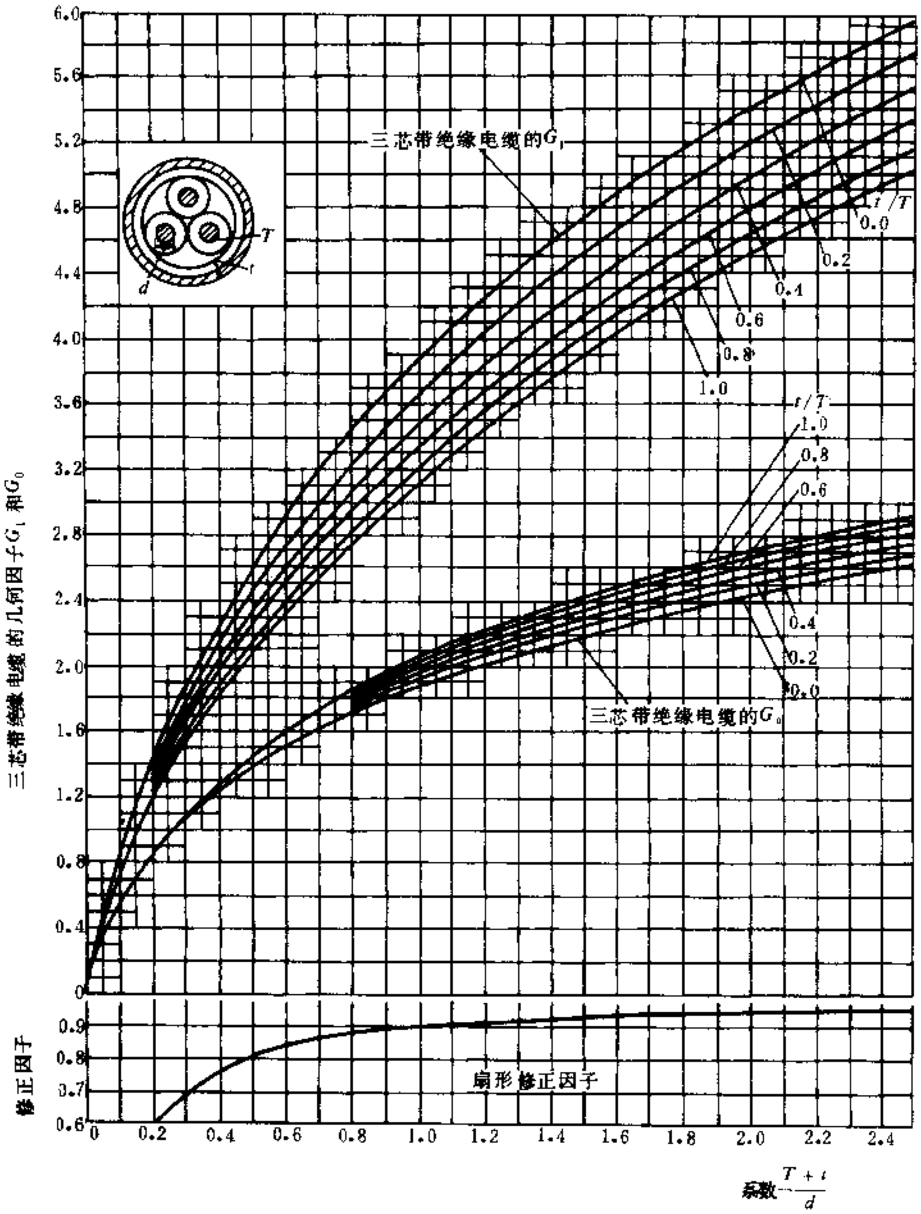


图 9-32 圆或扇形截面的三芯带绝缘电缆的几何因子

C_1 和零序电容 C_0 是相等的，即

$$C_1 = C_0 = \frac{0.0892k}{1.609 \times G} \times 10^{-6}$$

$$= \frac{0.055438k}{G} \times 10^{-6} \quad \text{F/km} \tag{9-175}$$

式中 k 为电缆绝缘的介质常数。油浸纸绝缘和充油纸绝缘电缆的 k 值为 3.0～4.0。如无实际资料，前者 k 值可采用 3.7，后者可采用 3.5。

正序和零序容抗 X_{C1}、X_{C0} 为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$X_{C1} = X_{C0} = \frac{1}{2\pi \times 50C_1} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-176}$$

3. 三芯带绝缘电缆的电容计算

在三芯带绝缘电缆中，芯绝缘外层没有起屏蔽作用的金属箔，所以它的正序电容和零序电容是不相等的。圆截面的三芯带绝缘电缆的几何因子可从图 9-32 查得。它的正序和零序电容为

$$C_1 = \frac{0.267k}{1.609 \times G_1} \times 10^{-6} = \frac{0.16594k}{G_1} \times 10^{-6} \quad \text{F/km} \tag{9-177}$$

$$C_0 = \frac{0.0892k}{1.609 \times G_0} \times 10^{-6} = \frac{0.055438k}{G_0} \times 10^{-6} \quad \text{F/km} \tag{9-178}$$

正序容抗为

$$X_{C_1} = \frac{1}{2\pi \times 50C_1} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-179}$$

零序容抗为

$$X_{C_0} = \frac{1}{2\pi \times 50C_0} \quad \Omega/\text{km} \tag{9-180}$$

如三芯带绝缘电缆的导线是扇形截面，则先以相等截面积和绝缘厚度的圆截面电缆，从图 9-32 中查得该圆截面电缆的几何因子 G_1 和 G_0，再乘以图 9-32 中所示的扇形修正因子进行修正，然后用式 (9-177) ～ (9-180) 求得它的电容和容抗值。

第三节 变压器的数学模型

一、双绕组变压器的正序等值回路和参数计算

(一) 双绕组变压器的正序等值回路

在电力系统计算中变压器的励磁支路总是略去不计的，而采用如图 9-33 所示的双绕组变压器的正序等值回路。图中 Z_T 为归算到 p 侧的变压器漏抗，和 Z_T 连接的变压器是无损耗的理想变压器，它的 p 侧对 q 侧的分接头电压之比为 1∶k。

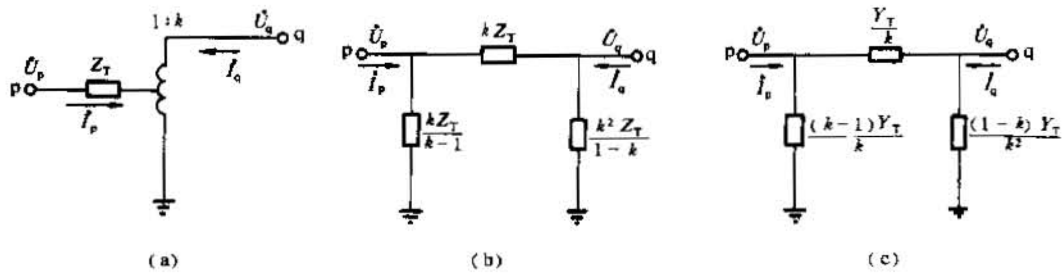


图 9-33 双绕组变压器的正序等值回路

(a) 原理图；(b) 阻抗表示的等值图；(c) 导纳表示的等值图

图 9-33 (b)、(c) 分别为用阻抗和导纳表示的双绕组变压器的正序等值回路，其中 Y_T

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$=\frac{1}{Z_T}$。

特别需要注意的是图 9-33（b）、（c）等值图是根据图 9-33（a）原理图推导得来的。该原理图的特点是漏抗 Z_T 位于变比 $1:k$ 的“1”侧（即 p 侧）。在这前提下，图 9-33（b）中“1”侧的接地支路阻抗为$\frac{kZ_T}{k-1}$，“k”侧的接地支路阻抗为 $\frac{k^2Z_T}{1-k}$。如双绕组变压器的原理图不同于图 9-33（a），则应先变换成图 9-33（a）后，才可应用图 9-33（b）、（c）求得相应的等值图。现举例说明之。

假如上述双绕组变压器原理图采用另一种形式，如图 9-34（a）所示，即它的变比不用 $1:k$，而是用 $t:1$，且 $t=\frac{1}{k}$。

如上所述，可先把图 9-34（a）中“t”侧的 Z_T 转移到“1”侧，这样图 9-34（a）变换成图 9-34（b）。变换后的原理图已和图 9-33（a）相等，于是可模仿图 9-33（b）求得它的阻抗等值图 9-34（c）。由于图 9-34（b）中变比 $t:1$ 的“t”和“1”侧分别对应节点 p 和 q，而图 9-33（a）中变比 $1:k$ 的“1”和“k”侧分别对应 p 和 q，因此图 9-34（c）中 p 侧接地支路应套用图 9-33（b）中 q 侧接地支路，同理，前者 q 侧接地支路套用后者 p 侧接地支路。如把图 9-34（c）中 t 以$\frac{1}{k}$代入，则该阻抗等值图和图 9-33（b）是完全一致的。以上介绍的正确使用变压器等值回路的方法是很重要的。

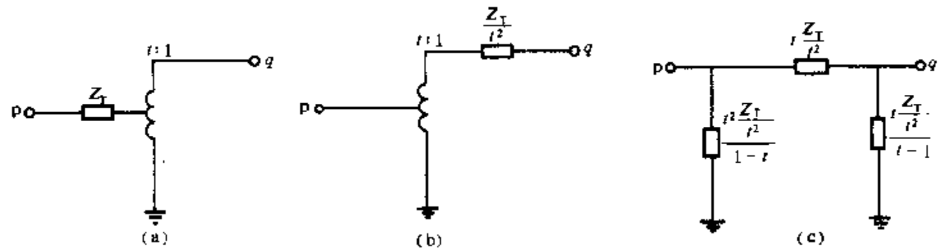


图 9-34　双绕组变压器变比变换后的等值回路

（a）原理图；（b）变换后的原理图；（c）阻抗等值图

（二）双绕组变压器的参数计算

设双绕组变压器的额定容量为 S_e（MVA），额定电压为 U_e（kV），短路损耗为 ΔP（kW），短路电压百分比为 $U_k\%$，系统基准功率为 S_j（MVA），基准电压为 U_j。该变压器的参数可用以下公式求得：

双绕组变压器的电阻为

$$R_T=\frac{U_e^2}{S_e^2}\times\frac{\Delta P}{1000}\quad\Omega$$

$$R_{T*}=\left(\frac{U_e}{S_eU_j}\right)^2S_j\Delta P\times10^{-3}\quad \text{p.u.}\tag{9-181}$$

双绕组变压器的电抗为

$$X_T=\frac{U_e^2}{S_e}\times\frac{U_k\%}{100}\quad\Omega$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$X_{T*}=\left(\frac{U_e}{U_j}\right)^2\times\frac{S_j}{S_e}\times\frac{U_k\%}{100}\quad \text{p.u.}\tag{9-182}$$

双绕组变压器的阻抗为

$$Z_T=R_T+jX_T\tag{9-183}$$

（三）双绕组变压器的变比

在图 9-34 中，设变压器两侧选用的分接头电压为 U_p 和 U_q，该两侧的基准电压分别为 U_{jp}和 U_{jq}，则在使用有名值作网络计算中，该变压器的变比 $1:k=U_p:U_q=1:\frac{U_q}{U_p}$，即 $k=\frac{U_q}{U_p}$。

但在一般复杂的网络计算中，总是采用标么值。即 $k=\frac{U_q/U_{jq}}{U_p/U_{jp}}$。

如变压器两侧选用的分接头电压为 220/121kV，则两侧基准电压分别为 230kV 和 115kV。

在有名值计算中，变比 $1:k=220:121=1:0.55$

在标么值计算中，变比 $1:k=\frac{220}{230}:\frac{121}{115}=1:1.1$

虽变比本身总是无名值，但在网络的有名值和标么值计算中，k 值是不相等的，不要引起混淆。

二、三绕组变压器的正序等值回路和参数计算

（一）三绕组变压器的正序等值回路

三绕组变压器不论是普通型还是自耦型，它的正序等值回路都可用 3 个双绕组变压器的正序等值回路来模拟，如图 9-35 所示。

设 U_1、U_2 和 U_3 为变压器三侧电压，U_{j1}、U_{j2}和 U_{j3}为三侧基准电压，则 $k_1=\frac{U_1}{U_{j1}}$，$k_2=\frac{U_2}{U_{j2}}$，$k_3=\frac{U_3}{U_{j3}}$。又图中 3 个双绕组变压器的另一侧都接到 N 点（在实际的三绕组变压器电路中，N 节点是不存在的，纯属虚构）。因此可把 N 点一侧的电压和它的基准电压视作相等。这样 3 个双绕组变压器的变比在 N 侧均为 1，和图 9-33(a) 双绕组变压器原理图取得一致，三绕组变压器的正序等值回路就可按图 9-33 (b) 或图 9-33 (c) 方法求得。

图 9-35 等值回路中，高、中、低三绕组分别用 3 个双绕组变压器来模拟。该等值图对高、中、低压三绕组来看是完全对称的，但在求高、中、低压绕组的阻抗值 Z_1、Z_2、Z_3 时还不够方便。为此又出现图 9-36 所示的等值图。

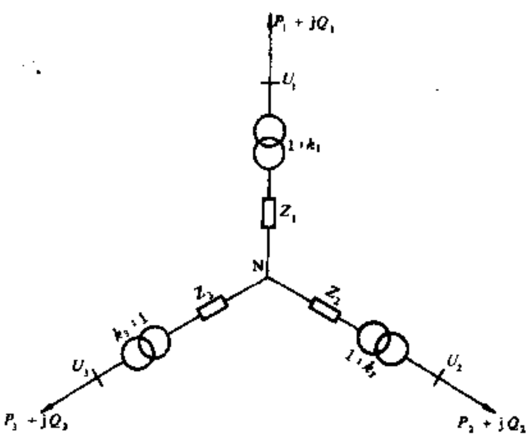


图 9-35 三绕组变压器的正序等值回路之一

如把图 9-35 中 Z_1、Z_2 和 Z_3 从 N 侧转

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

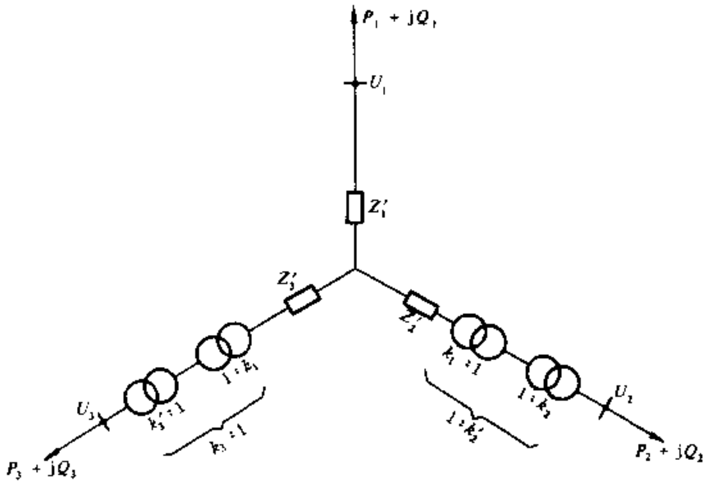


图 9-36 三绕组变压器的正序等值回路之二

移到 U_1 侧，即得，图 9-36 中

$$\left.\begin{aligned} Z'_1 &= k_1^2 Z_1 \\ Z'_2 &= k_1^2 Z_2 \\ Z'_3 &= k_1^2 Z_3 \end{aligned}\right\} \tag{9-184}$$

把 U_1 侧双绕组理想变压器分别和 U_2、U_3 侧理想变压器合并，得

$$1:k'_2 = 1:\frac{k_2}{k_1} \text{ 和 } 1:k_3' = 1:\frac{k_3}{k_1} \tag{9-185}$$

即

$$k'_2 = \frac{k_2}{k_1} \text{ 和 } k'_3 = \frac{k_3}{k_1} \tag{9-186}$$

又

$$k_1 = \frac{U_1}{U_{j1}}, k_2 = \frac{U_2}{U_{j2}}, k_3 = \frac{U_3}{U_{j3}} \tag{9-187}$$

图 9-36 等值图中 Z'_1、Z'_2 和 Z'_3 可以方便地从三绕组变压器铭牌参数资料直接求得。

（二）三绕组变压器的参数计算

设三绕组变压器（普通型或自耦型）的额定容量为 S_e（MVA）；高、中、低压绕组的电压为 U_{e1}、U_{e2}、U_{e3}（kV）；高中绕组、高低绕组、中低绕组之间的短路损耗（均归算到 S_e 时）分别为 ΔP_{12}、ΔP_{13}、ΔP_{23}（kW）；高中绕组、高低绕组、中低绕组之间的短路电压（均归算到 S_e 时）分别为 U_{k12}（%）、U_{k13}（%）、U_{k23}（%）；基准功率为 S_j（MVA），基准电压为 U_{j1}、U_{j2}、U_{j3}（kV），则可求得：

高压绕组电阻（归算到高压侧）

$$R_1 = \left(\frac{U_{e1}}{S_e}\right)^2 \times 10^{-3} \times \frac{\Delta P_{12} + \Delta P_{13} - \Delta P_{23}}{2} \quad \Omega$$

$$R_{1*} = \left(\frac{U_{e1}}{U_{j1}S_e}\right)^2 S_j \times 10^{-3} \times \frac{\Delta P_{12} + \Delta P_{13} - \Delta P_{23}}{2} \quad \text{p.u.} \tag{9-188}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

中压绕组电阻（归算到高压侧）

$$R_{2*} = \left(\frac{U_{e1}}{U_{j1}S_e}\right)^2 S_j \times 10^{-3} \times \frac{\Delta P_{12} + \Delta P_{23} - \Delta P_{13}}{2} \quad \text{p.u.} \tag{9-189}$$

低压绕组电阻（归算到高压侧）

$$R_{3*} = \left(\frac{U_{e1}}{U_{j1}S_e}\right)^2 S_j \times 10^{-3} \times \frac{\Delta P_{13} + \Delta P_{23} - \Delta P_{12}}{2} \quad \text{p.u.} \tag{9-190}$$

高压绕组电抗（归算到高压侧）

$$x_{1*} = \left(\frac{U_{e1}}{U_{j1}}\right)^2 \frac{S_j}{S_e} \times \frac{U_{k12}(\%) + U_{k13}(\%) - U_{k23}(\%)}{200} \quad \text{p.u.} \tag{9-191}$$

中压绕组电抗（归算到高压侧）

$$x_{2*} = \left(\frac{U_{e1}}{U_{j1}}\right)^2 \frac{S_j}{S_e} \times \frac{U_{k12}(\%) + U_{k23}(\%) - U_{k13}(\%)}{200} \quad \text{p.u.} \tag{9-192}$$

低压绕组电抗（归算到高压侧）

$$x_{3*} = \left(\frac{U_{e1}}{U_{j1}}\right)^2 \frac{S_j}{S_e} \times \frac{U_{k13}(\%) + U_{k23}(\%) - U_{k12}(\%)}{200} \quad \text{p.u.} \tag{9-193}$$

上述高、中、低压绕组的电阻和电抗都是归算到高压侧的标么值。当三绕组变压器三侧电压的标么值不相等时，即 $\frac{U_{e1}}{U_{j1}} \neq \frac{U_{e2}}{U_{j2}} \neq \frac{U_{e3}}{U_{j3}}$ 时，则某一绕组的电阻和电抗归算到该绕组侧的标么值并不等于归算到另两绕组侧的标么值。当 $\frac{U_{e1}}{U_{j1}} = \frac{U_{e2}}{U_{j2}} = \frac{U_{e3}}{U_{j3}}$ 时，则任一绕组的电阻和电抗归算到三侧的标么值才相等。上述情况对双绕组变压器也适用。

在实际网络中变压器各侧的额定电压，特别是运行中选用的分接头电压往往不等于该侧的基准电压，因此上述三绕组变压器的电阻和电抗标么值计算公式［式（9-188）～式（9-193）］都采用归算到同一绕组侧的形式。求得的电阻和电抗也就是图 9-36 中的 Z'_1、Z'_2 和 Z'_3，而不是图 9-35 中的 Z_1、Z_2 和 Z_3，即

$$Z'_1 = R_1 + jX_1 \quad \text{p.u.} \tag{9-194}$$

$$Z'_2 = R_2 + jX_2 \quad \text{p.u.} \tag{9-195}$$

$$Z'_3 = R_3 - jX_3 \quad \text{p.u.} \tag{9-196}$$

由此看来，采用图 9-36 的正序等值回路，比图 9-35 更方便。

三、变压器的零序等值回路

变压器的零序等值回路和变压器的结构型式有关。变压器结构有芯型和壳型两种。芯型结构变压器常见的有以下 3 种：①三相变压器由 3 个单相变压器组成，如国内多数 500kV 变压器；②三相三柱变压器，绝大多数 220kV 及以下电压级变压器采用这种结构；③三相五柱变压器，目前国内 150MVA 及以上的三相 220kV 变压器的铁芯采用五柱式，这样可降低变压器高度，满足铁道运输要求。

上述 3 种芯型变压器和壳型变压器的铁芯对零序磁通经过的磁路是不同的。3 个单相变压器组的铁芯磁路对零序磁通和正序磁通是完全相同的，因此它的零序等值回路和正序

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

等值回路相同。但三相三柱变压器铁芯对零序磁通的磁路和前 3 种不同，它的磁路部分是铁芯，另部分是空气，因此它的零序磁阻远比正序磁阻大得多，即需要的零序励磁电流 $I_{\mu0}$ 很大，零序等值回路中的零序砺磁电抗 $X_{\mu0}$ 必须视为有限值。变压器零序等值回路的复杂性就在于这 $X_{\mu0}$ 值。$X_{\mu0}$ 值只能通过试验才可确定。由此看来，变压器的零序等值回路以三相三柱变压器最为复杂，需作详细讨论。

（一）零序励磁阻抗

在讨论变压器零序等值回路前，需对不同类型变压器的零序励磁阻抗作一分析。

(1) 3 个单相变压器形成的变压器组。一般都有一个三角接线的绕组。它的零序励磁阻抗和正序励磁阻抗完全相同。如变压器的励磁电流为 1%，则零序和正序励磁阻抗百分值为 10000%，故可作为∞值来处理。

(2) 三相壳型变压器。一般都有个三角绕组。图 9-37 (b) 表示三相壳型变压器中零序磁通的走向。由于中间一相绕组接线方向和另二相绕组接法相反，因此图 9-37 (b) 中 4 个暗线表示的铁芯处的零序磁通密度要比在同样励磁电压下的正序磁通密度大一倍，即前者为后者的 2 倍。

从图 9-37 (b) 可知，三相壳型变压器的开路零序阻抗（即零序励磁阻抗）在约 20%零序电压时达到 9000%（以变压器的额定容量和额定电压为基准）；在 60%～75%零序电压时，暗线部分铁芯已完全饱和；当零序励磁电压增大到 75%～100%时，零序励磁阻抗急剧减小到 500%～100%。

(3) 具有三角绕组的三相三柱芯型变压器。它的正序磁通是通过铁芯形成磁路，而零序磁通需经空气形成磁回路，因此它的零序励磁阻抗受饱和的影响很小，它的值比正序励磁阻抗也小得多。从图 9-38 (a) 可知，在 5%的零序电压时，零序励磁阻抗值为最大，约为 60%。在 30%零序电压时，零序励磁阻抗已达饱和。零序励磁阻抗的最大值和饱和值之比约为 1.5 或更小。

变压器的箱壳对正序励磁阻抗并无影响。但三相绕组内的零序电流会在箱壁上产生感应电流，因此箱壳起到呈高阻抗性质的三角绕组作用。如图 9-38 (b) 所示。箱壳的存在使变压器的零序励磁阻抗值更小。

(4) 全星形接线的三相三柱芯型变压器。它的零序磁通和有三角绕组的三相三柱变压器一样，需经空气形成磁回路，所以它的零序励磁阻抗值也比正序励磁阻抗小得多，但比有三角绕组三相三柱变压器的零序励磁阻抗要大。根据我国第一台 220/121/38.5kV、90MVA 全星形三相三柱自耦变压器（安装在江苏省常州变电所内）的测试，绘制的零序励磁阻抗曲线如图 9-39 所示。

表 9-4　常州220/121/38.5kV、90MVA 全星形三相三柱自耦变压器零序励磁阻抗测试数据

零序试验电压 (%)	0.28	4.72	8.65	15.95	26.5
零序励磁阻抗 (%)	166	183	199	162	149

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

从上述曲线可知：零序电压为8.65%时，零序励磁阻抗为最大，为199%。零序电压为30%左右时，零序励磁阻抗达到饱和值，约140%。

（二）三相三柱变压器零序等值回路的参数计算

前述的变压器正序等值回路采用π回路来模拟，这是考虑到变压器的变比变动时，采用等值π回路比等值T回路更方便。但对变压器零序等值回路中一般忽略变比的影响，故以等值T回路来模拟。

3个单相变压器组、三相五柱变压器和壳型变压器的零序等值回路可采用正序等值回路来模拟。本节主要叙述三相三柱芯型变压器的零序等值回路参数计算方法。

1. 三相三柱全星形变压器的零序等值回路和参数计算

（1）220/121/38.5kV，YN，yn，y，三绕组自耦或普通变压器，38.5kV侧无外补偿。

图9-40(b)为三相三柱全星形三绕组变压器、无外补偿时的零序等值回路，与图9-40(a)的正序等值回路比较，有如下区别：零序回路中励磁阻抗$Z_{\mu 0}$为有限值；第三绕组侧因是不接地系统，又无外补偿，故等值回路中无第三绕组阻抗。而正序回路中励磁阻抗Z_{μ}为无限值，故图中未描出Z_{μ}，但描出了第三绕组正序阻抗。

零序等值回路中阻抗参数可从测试零序开路阻抗和零序短路阻抗求得。

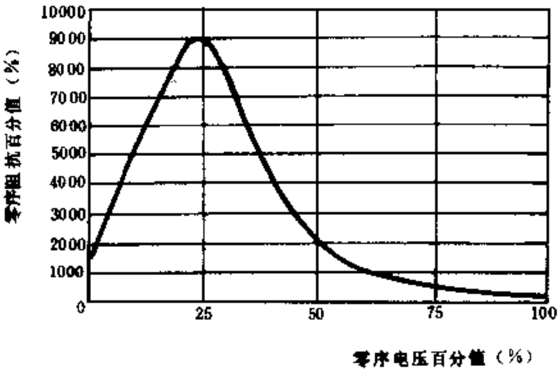
从H_0侧测得零序开路阻抗值为Z_{H0}，则

$$Z_{10} + Z_{\mu 0} = Z_{H0} \qquad (9\text{-}197)$$

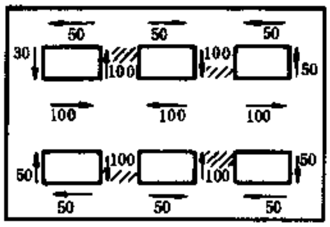
从L_0侧测得零序开路阻抗值为Z_{L0}，则

$$Z_{20} + Z_{\mu 0} = Z_{L0} \qquad (9\text{-}198)$$

从H_0侧测得零序短路阻抗值为Z_{Hd}，则



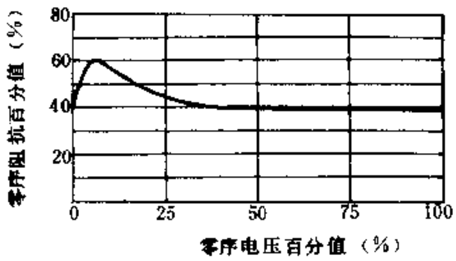
（a）



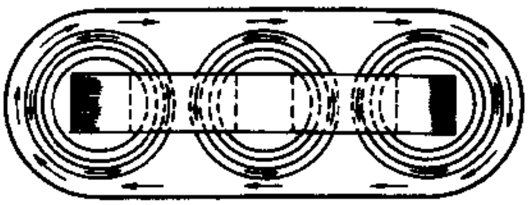
（b）

图9-37 三相壳型变压器的零序特性

（a）三相壳型变压器的典型零序励磁阻抗曲线；（b）三相壳型变压器中零序磁通对铁芯的饱和情况



（a）



（b）

图9-38 三相三柱芯型变压器的零序特性

（a）三相三柱芯型变压器的典型零序励磁阻抗曲线；（b）三相三柱芯型变压器的箱壳起到三角绕组的作用

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$Z_{10}+\frac{Z_{20}Z_{\mu0}}{Z_{20}+Z_{\mu0}}=Z_{\mathrm{Hd}} \quad (9\text{-}199)$$

从 L_0 侧测得零序短路阻抗值为 Z_{Ld}，则

$$Z_{20}+\frac{Z_{10}Z_{\mu0}}{Z_{10}+Z_{\mu0}}=Z_{\mathrm{Ld}} \quad (9\text{-}200)$$

从上述 4 个方程中只要选择其中 3 个，即可求得零序回路中 Z_{10}、Z_{20}和 $Z_{\mu0}$参数。这样选择 3 个联立方程可有 4 种组合，因此 Z_{10}、Z_{20}和 $Z_{\mu0}$也相应有 4 组值，这是因为 $X_{\mu0}$的非线性引起的，但对实际工程来说，这些差别是无关紧要的。必须指出：$X_{\mu0}$的非线性不是在三相三柱全星形变压器中才存在，在三相三柱 YN，yn，d 接线变压器中同样存在，如图 9-38（a）所示。

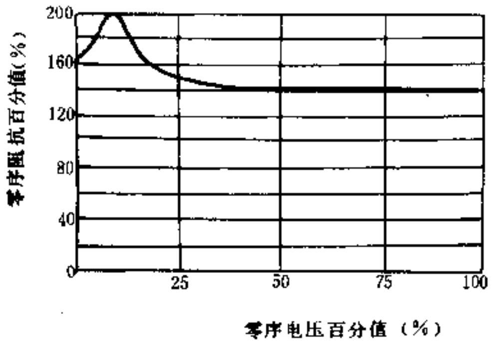


图 9-39 全星形三相三柱芯型变压器的零序励磁阻抗曲线

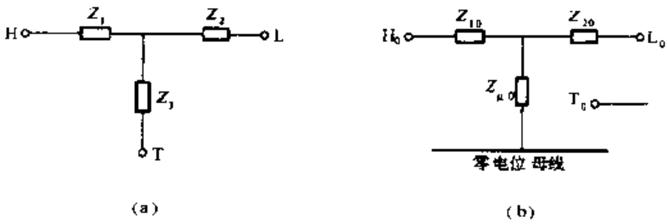


图 9-40 三相三柱全星形三绕组变压器、无外补偿时的等值回路

（a）正序等值回路；（b）零序等值回路

1967 年在常州变电所对我国第一台 220/121/38.5kV、90/90/45MVA，YN，yn，y 接线、三相三柱全星形自耦变压器做过零序回路参数测试。用一个零序开路阻抗的饱和值（220kV 侧）和 2 个零序短路阻抗测试值，求得：$Z_{10}=-\mathrm{j}0.067$ p.u.，$Z_{20}=\mathrm{j}0.157$ p.u.，$Z_{\mu0}=\mathrm{j}1.557$ p.u.（以上标么值归算到基准电压为 220kV、基准容量为 90MVA）。

（2）220/121/38.5kV，YN，yn，y，三绕组自耦或普通变压器，38.5kV 侧有外补偿。

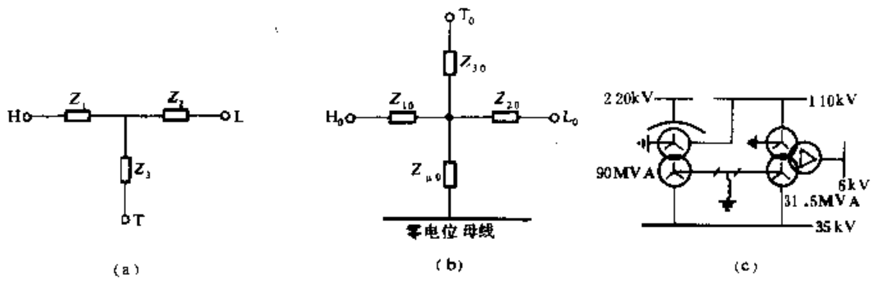


图 9-41 三相三柱全星形三绕组变压器、有外补偿时的等值回路

（a）正序等值回路；（b）零序等值回路；（c）外补偿接线图

图 9-41 为三相三柱全星形三绕组变压器有外补偿时的等值回路。从图 9-41（c）可知，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

220/121/38.5kV 全星形变压器的 38.5kV 绕组中性点和 110/38.5/6.6kV、31.5MVA 普通三绕组变压器的 38.5kV 绕组中性点是连通的，于是 220/121/38.5kV 全星形变压器的零序等值回路图 9-41（b）中有 38.5kV 绕组的零序阻抗 Z_{30}。

图 9-41（b）所示的零序回路参数，仍可用零序开路和短路阻抗测验方法求得。由于等值回路中有 Z_{30}，所以需使用与 Z_{30}相关的短路阻抗测验值。用一个零序开路阻抗的饱和值（220kV 侧）和 3 个零序短路阻抗测试值求得的参数如下：$Z_{10}=j0.068$ p.u.，$Z_{20}=j0.008$ p.u.，$Z_{30}=j0.202$ p.u.，$Z_{\mu0}=j1.422$ p.u.（均归算到 220kV，90MVA）。

由此看来，使用全星形变压器的零序等值回路时，要注意 38.5kV 绕组侧是否有外补偿，两者不可混淆。如无外补偿的全星形变压器错用了有外补偿的零序等值回路，就会引起继电保护误动。其实三相三柱全星形变压器并不需要外补偿，国内外的运行实践和理论研究都证实了这一观点，因此建议全星形变压器均按无外补偿方式运行。常州全星形变压器也未采用外补偿方式，即图 9-41（c）中 35kV 消弧线圈两侧的隔离开关正常方式时不同时合上。

（3）220/121kV，YN，yn，双绕组自耦或普通变压器。

如前所述，三相三柱全星形双绕组变压器的零序等值回路和全星形三绕阻变压器相同。由于取消了第三绕组，所以图 9-42（a）、（b）等值回路中也不存在第三绕组阻抗 Z_3 和节点 T、T_0 等［与图 9-40（a）、（b）作比较］。

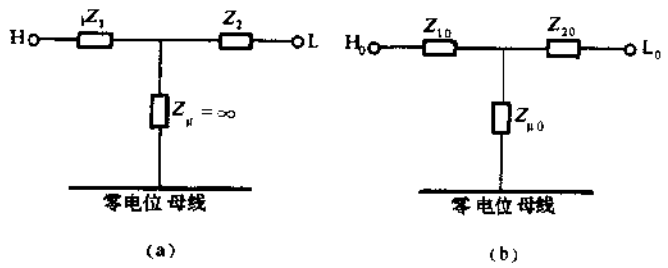


图 9-42 三相三柱全星形双绕组变压器等值回路

（a）正序等值回路；（b）零序等值回路

（4）110/10.5kV，YN，y，双绕组普通变压器。

上海市区网络因相位需要采用这种全星形变压器。由于 10.5kV 绕组侧为不接地系统，所以当 110kV 绕组中性点直接接地时，它的零序等值回路就是从 110kV 侧测得的零序开路阻抗。

2. 三相三柱有三角绕组的变压器的零序等值回路和参数计算

（1）220/121/38.5 或 10.5kV，YN，yn，d，三绕组自耦或普通变压器。

从图 9-43（b）零序等值回路可知，由于第三绕组为三角接线，它的零序阻抗 Z_{30}和变压器的励磁阻抗 $Z_{\mu0}$并联起来，形成一个等值支路 Z_{N0}。零序等值回路中的阻抗参数仍可用求解图 9-40（b）零序等值回路阻抗方法求得，不过图 9-40（b）中 $Z_{\mu0}$要用图 9-43（b）中 Z_{N0}等值阻抗代替。使用联立方程组式（9-197）、（9-199）和式（9-200），即可求得图 9-43

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

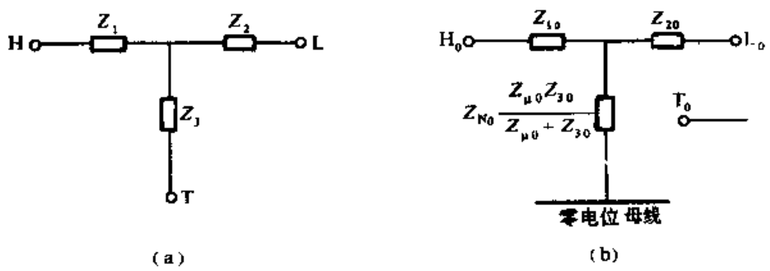


图 9-43 三相三柱有三角绕组的三绕组变压器等值回路

(a) 正序等值回路；(b) 零序等值回路

(b) 中 Z_{10}、Z_{20}和 Z_{N0}。

过去某些教科书中提到：YN，d 变压器不管它的型式或构造如何，皆有 $X_0=X_1$。三相三柱三绕组变压器因为有一个绕组是三角形连接的，所以可当作 $X_{\mu0}=\infty$。1967 年以来，国内许多单位不但对三相三柱全星形变压器做了大量测试零序阻抗工作，而且对三相三柱有三角绕组的变压器也做了测试。测试结果认为，上述观点是不正确的。理论和实践都证实有三角绕组的三相三柱变压器的零序等值回路不同于正序等值回路。如前所述只有 3 个单相变压器组、三相五柱和壳型变压器，两者才相同。

(2) 110/38.5/10.5 或 6.3kV，YN，y，d，三绕组普通变压器。

图 9-44 (b) 所示的零序等值回路，由于 38.5kV 的中性点不接地，所以该绕组零序支路开路。与图 9-44 (b) 作比较，除 Z_{20}支路外，其他零序支路是相似的。

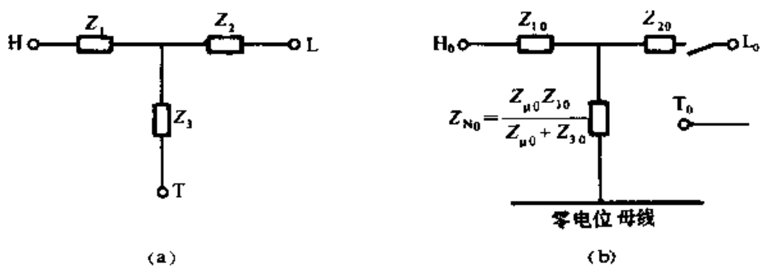


图 9-44 三相三柱有三角绕组的三绕组普通变压器等值回路

(a) 正序等值回路；(b) 零序等值回路

根据图 9-44 (b)，从 H_0 侧测得的零序开路阻抗为

$$Z_{10}+Z_{N0}=Z_{10}+\frac{Z_{\mu0}Z_{30}}{Z_{\mu0}+Z_{30}} \tag{9-201}$$

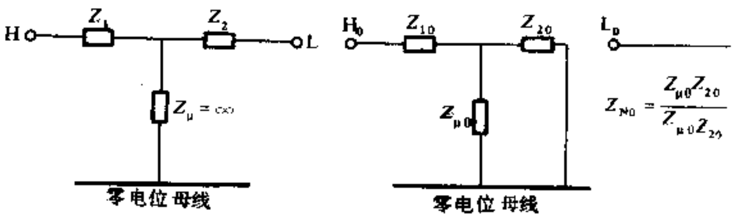
(3) 110/10.5 或 6.3kV，YN，d，双绕组普通变压器。

从图 9-45 (b) 可知，H_0 侧测得的零序开路阻抗为

$$Z_{10}+Z_{N0}=Z_{10}+\frac{Z_{\mu0}Z_{20}}{Z_{\mu0}+Z_{20}} \tag{9-202}$$

(4) 具有三角绕组的三相三柱自耦变压器的零序阻抗估算方法。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



(a)　　　　(b)

图 9-45　三相三柱有三角绕组的双绕组普通变压器等值回路

(a) 正序等值回路；(b) 零序等值回路

《自耦变压器的第三绕组》(原载 1961 年 AIEE) 对有三角绕组的三相三柱自耦变压器的零序阻抗估算方法作了如下介绍。

一般三相芯型自耦变压器的零序阻抗可用如下方法作估算。这些法则的资料是从分析大量常规设计的电力自耦变压器（电压从 34.5 到 230kV，效益系数从 0.167 到 0.8）得来的。应该看到这些法则是作估算用的，特殊变压器资料应从变压器制造厂取得。

以下提到的各零序阻抗值是用变压器正序阻抗的相对值表示的。所以应先确定正序阻抗 $Z_{H\text{-}L}$ ($Z_{H\text{-}L}$ 为自耦变压器高中压绕组间阻抗的百分值)，此值再乘以合适的系数可确定其他阻抗。

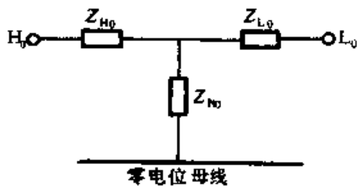


图 9-46　三相三柱有三角绕组自耦变压器的零序等值回路

自耦变压器高压绕组的零序阻抗 Z_{H0} 大约为 $0.8Z_{H\text{-}L}$。对个别变压器，此值可从 $(0.65\sim0.9)Z_{H\text{-}L}$，以 $0.8Z_{H\text{-}L}$ 作为合适的平均值来使用。

低压绕组的零序阻抗 Z_{L0} 可取作零。它可以是正或负值，数值范围为 $(-0.2\sim0.2)Z_{H\text{-}L}$。零是一个便于使用的平均值。

自耦变压器中性回路的零序阻抗 Z_{N0}，包括第三绕组在内，和自耦变压器的效益系数有密切关系。可用下面经验公式来估算

$$Z_{N0}=kZ_{H\text{-}L} \tag{9-203}$$

其中

$$k=0.5r^{-1.9}-0.3 \tag{9-204}$$

$$r(\text{效益系数})=\frac{\text{高压侧电压}-\text{低压侧电压}}{\text{高压侧电压}}$$

求得的零序阻抗等值图如图 9-46 所示。

表 9-5　　**k 值表** ($k=0.5r^{-1.9}-0.3$)

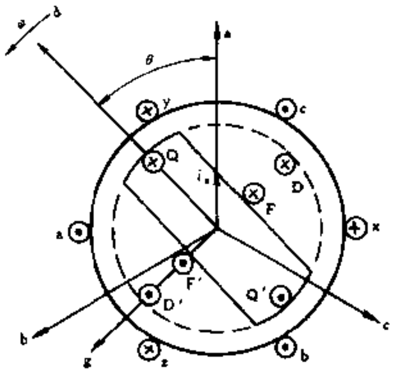
r	0.4	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55
k	2.55	2.42	2.3	2.19	2.08	1.98	1.89	1.8	1.72	1.64	1.57	1.5	1.43	1.37	1.31	1.26

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

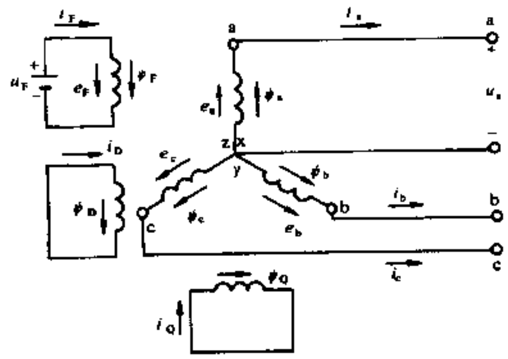
附录 9-1 同步电机的基本方程、相量图及参数

一、同步电机的基本方程

附图 9-1 为同步电机的结构示意图。它的定子有三个绕组，即 a-x、b-y、c-z 三相绕组；转子也有三个绕组，即励磁绕组 F-F′、直轴阻尼绕组 D-D′、交轴阻尼绕组 Q-Q′。附图 9-2 为其电路图。



附图 9-1 同步电机结构示意图



附图 9-2 同步电机电路图（各绕组电阻未表示）

令 P 为派克变换矩阵，P^{-1}为其逆变换矩阵，有

$$P=\frac{2}{3}\begin{bmatrix}\cos\theta & \cos\left(\theta-\frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta+\frac{2\pi}{3}\right)\\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta-\frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta+\frac{2\pi}{3}\right)\\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2}\end{bmatrix} \qquad (附\ 9\text{-}1)$$

$$P^{-1}=\begin{bmatrix}\cos\theta & -\sin\theta & 1\\ \cos\left(\theta-\frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta-\frac{2\pi}{3}\right) & 1\\ \cos\left(\theta+\frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta+\frac{2\pi}{3}\right) & 1\end{bmatrix} \qquad (附\ 9\text{-}2)$$

对定子电流 i_a、i_b、i_c 进行派克变换得 i_d、i_q、i_0。i_d 和 i_q 为定子电流的直轴和交轴分量，i_0 为零序电流分量。令

$$i_{abc}=\begin{bmatrix}i_a\\ i_b\\ i_c\end{bmatrix},\ i_{dq0}=\begin{bmatrix}i_d\\ i_q\\ i_0\end{bmatrix}$$

则

$$i_{dq0}=Pi_{abc} \qquad (附\ 9\text{-}3)$$

$$i_{abc}=P^{-1}i_{dq0} \qquad (附\ 9\text{-}4)$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

对定子三相绕组的磁链 ψ_{abc}、电动势 e_{abc} 和电压 u_{abc} 也可用类似式（附 9-3）的形式变换为 ψ_{dq0}、e_{dq0} 和 u_{dq0}。当然也可象式（附 9-4）一样进行逆变换。

如上所述，定子 a、b、c 三相电流 i、磁链 ψ、电压 u 均可变换为 d、q、0 三个分量。由此可得以 d、q、0 表示的定子磁链方程和电压方程。定子磁链方程为

$$\psi_d = -x_d i_d + x_{aF} i_F + x_{aD} i_D \tag{附 9-5}$$

$$\psi_q = -x_q i_q + x_{aQ} i_Q \tag{附 9-6}$$

$$\psi_0 = -x_0 i_0 \tag{附 9-7}$$

定子电压方程为

$$u_d = p\psi_d - \omega\psi_q - ri_d \tag{附 9-8}$$

$$u_q = p\psi_q + \omega\psi_d - ri_q \tag{附 9-9}$$

$$u_0 = p\psi_0 - ri_0 \tag{附 9-10}$$

式中 p 为算子 $\frac{d}{dt}$。

定子磁链方程中电感系数用电抗符号 x 表示。下标 a 表示定子绕组，F、D、Q 分别表示励磁绕组和 D、Q 二个阻尼绕组。单下标表示自感，双下标表示互感。

$$x_d = x_p + x_{ad} \tag{附 9-11}$$

式中：x_{ad} 为定子 d 绕组与励磁 F 绕组间的互感系数，即 $x_{ad}=x_{aF}$，也是 d 轴电枢反应电感系数。x_p 为保梯电感系数，为定子 d 绕组对于励磁 F 绕组的漏电感系数。

$$x_q = x_p + x_{aq} \tag{附 9-12}$$

式中 x_{aq} 为 q 轴电枢反应电感系数。

转子上三个绕组 F、D、Q 的磁链方程和电压方程如下。

直轴的磁链和电压方程为

$$\psi_F = -x_{aF} i_d + x_F i_F + x_{FD} i_D \tag{附 9-13}$$

$$\psi_D = -x_{aD} i_d + x_{FD} i_F + x_D i_D \tag{附 9-14}$$

$$u_F = p\psi_F + r_F i_F \tag{附 9-15}$$

$$0 = p\psi_D + r_D i_D \tag{附 9-16}$$

交轴的磁链和电压方程为

$$\psi_Q = -x_{aQ} i_q + x_Q i_Q \tag{附 9-17}$$

$$0 = p\psi_Q + r_Q i_Q \tag{附 9-18}$$

其中

$$x_F = x_{Fl} + x_{aF} = x_{Fl} + x_{ad} \tag{附 9-19}$$

$$x_D = x_{Dl} + x_{aD} \tag{附 9-20}$$

$$x_Q = x_{Ql} + x_{aQ} = x_{Ql} + x_{aq} \tag{附 9-21}$$

式中 x_{Fl}——励磁绕组 F 对于 d 绕组的漏电感系数；

x_{Dl}——阻尼绕组 D 对于 d 绕组的漏电感系数；

x_{Ql}——阻尼绕组 Q 对于 q 绕组的漏电感系数。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、同步电机的电抗

（一）暂态电动势、电抗和次暂态电动势、电抗

（1）对无阻尼绕组的同步电机、d 轴两个磁链方程为

$$\psi_d = -x_d i_d + x_{ad} i_F \tag{附 9-22}$$

$$\psi_F = -x_{ad} i_d + x_F i_F \tag{附 9-23}$$

式中 x_{aF} 已用 x_{ad} 表示。消去励磁电流 i_F，得

$$\psi_d = \frac{x_{ad}}{x_F}\psi_F - \left(x_d - \frac{x_{ad}^2}{x_F}\right) i_d \tag{附 9-24}$$

或写成

$$\psi_d = E'_q - x'_d i_d \tag{附 9-25}$$

式中 $E'_q=\frac{x_{ad}}{x_F}\psi_F$，为与 ψ_F 成比例的磁链，它产生位于 q 轴的发电机电动势，称为 q 轴暂态电动势。$x'_d=x_d-\frac{{x_{ad}}^2}{x_F}$ 称为 d 轴暂态电感系数。

（2）对有阻尼绕组的同步电机，d 轴三个磁链方程为式（附 9-5）、式（附 9-13）和式（附 9-14）消去 i_F 和 i_D，得出式（附 9-26）

$$\psi_d = \left(\frac{x_{aF}x_D - x_{aD}x_{FD}}{x_F x_D - x_{FD}^2}\psi_F + \frac{x_{aD}x_F - x_{aF}x_{FD}}{x_F x_D - x_{FD}^2}\psi_D\right) - \left(x_d - \frac{x_{aF}^2 x_D + x_{aD}^2 x_F - 2x_{aF}x_{aD}x_{FD}}{x_F x_D - x_{FD}^2}\right) i_d \tag{附 9-26}$$

或写成

$$\psi_d = E''_q - x''_d i_d \tag{附 9-27}$$

式中 E''_q 为一由 ψ_F 和 ψ_D 线性组合而成的磁链，它产生位于 q 轴的发电机电动势，称为 q 轴次暂态电动势。x''_d 称为 d 轴次暂态电感系数。从 q 轴两个磁链方程式（附 9-6）和式（附 9-17）中消去 i_Q，并把 x_{aQ} 用 x_{aq} 表示，得

$$\psi_q = \frac{x_{aq}}{x_Q}\psi_Q - \left(x_q - \frac{x_{aq}^2}{x_Q}\right) i_q \tag{附 9-28}$$

或写成

$$\psi_q = -E''_d - x''_q i_q \tag{附 9-29}$$

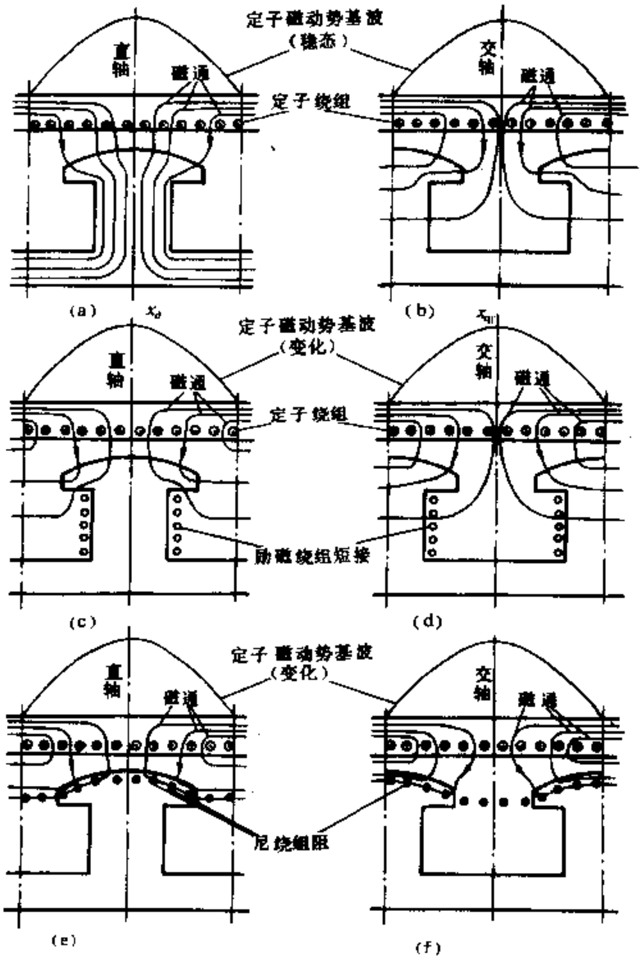
式中 $E''_d=-\frac{x_{aq}}{x_Q}\psi_Q$，为与 $-\psi_Q$ 成比例的磁链，它产生位于 d 轴的发电机电动势，称为 d 轴次暂态电动势。它前面的负号是由于 $\frac{x_{aq}}{x_Q}\psi_Q$ 产生的发电机电动势与规定的 u_d 正方向相反所致。$x''_q=x_q-\frac{{x_{aq}}^2}{x_Q}$ 称为 q 轴次暂态电感系数。应注意 E'_q、E''_q、E''_d 和 x'_d、x''_d、x''_q 这些符号具有双重意义。在定子磁链方程中它们是磁链和电感系数，而在定子电压方程中它们是电动势和电抗。

（二）同步电机电抗的定义

同步电机的电抗 x_d、x_q、x'_d、x'_q、x''_d 和 x''_q 可用附图 9-3 作说明。定子的三相绕组流过正序电流时，产生的空间磁通势含有基波和各种谐波，其中最重要的基波示于图 9-3 中，它以同步速旋转，相对于转子是静止的。由于转子的直、交轴相对于定子磁通势的位置不同，因此转子的直、交轴是否有磁通势和阻尼绕组，对同一定子磁通势在磁路中产生的磁通就不同了。

1. 直轴同步电抗 x_d

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 9-3　形成同步电机各种电抗的磁路

(a) x_d；(b) x_q；(c) x_d'；(d) x_q'；(e) x_d''；(f) x_q''

附图 9-3（a）示出转子的直轴和定子磁通势基波的中线相吻合的磁路。转子在这位置时，磁路中空气隙最小，所以同样的电枢电流产生的电枢磁链值为最大。此时，每安培的电枢电流产生的电枢磁链就是直轴同步电感 L_d，直轴同步电抗 $x_d=\omega L_d$。

2. 交轴同步电抗 x_q

附图 9-3（b）示出转子的交轴和定子磁通势基波的中线相吻合的磁路。该磁路中空气隙最大，同样的电枢电流产生的电枢磁链值为最小。每安培的电枢电流产生的电枢磁链就是交轴同步电感 L_q，交轴同步电抗 $x_q=\omega L_q$。凸极同步电机的 x_q 比 x_d 小。隐极同步电机的转子交轴处的空气隙和直轴处几乎相同，故它的 x_d 和 x_q 也几乎相等。实际上由于转子槽的影响，x_q 较 x_d 稍小些。

3. 直轴暂态电抗 x_d'

附图 9-3（c）中转子直轴和定子磁通势基波的中线相吻合，这和附图 9-3（a）是一致

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

的。附图 9-3 (a) 的定子绕组电流是正序稳态电流，它产生的磁通相对于转子是静止的，其数值也不变，在这情况下转子的励磁绕组处于开路或闭路对绕组磁链是无区别的，所以附图 9-3 (a) 中励磁绕组未示出，而附图 9-3 (c) 中励磁绕组是短接的，定子三相绕组的正序电流是突然加上去的。在定子电流突加的瞬间，根据楞次定律，励磁绕组感应出电流阻止电枢电流产生的磁通穿过励磁绕组，使励磁绕组的磁链值仍保持为零。所以电枢电流产生的磁通不与励磁绕组相链，而经过的磁路大部分是空气，磁阻很大，因此每安培电枢电流产生的磁链比 L_d 小，称为直轴暂态电感 L_d'。直轴暂态电抗为 $x_d'=\omega L_d'$，$x_d'<x_d$。

4. 直轴次暂态电抗 x_d''

在叙述 x_d' 时，认为转子上只有一个励磁绕组。其实转子上还有阻尼绕组，如附图 9-3 (e)、(f) 所示的凸极同步电机的直轴和交轴上都有阻尼绕组。隐极同步电机的转子的整个钢芯可为涡流形成环路，也是有阻尼绕组作用。

如附图 9-3 (e) 所示，当转子直轴和定子磁通势的基波中线相吻合时，对定子绕组突然加上正序电流，在此瞬间直轴阻尼绕组和励磁绕组内部会产生感应电流，这些暂态电流阻止电枢磁通势产生的磁通穿过阻尼和励磁绕组。阻尼绕组位置离空气隙比励磁绕组更近，所以电枢磁通势产生的磁通起初是被挤入比附图 9-3 (e) 所示（转子只有一个励磁绕组时）更狭的磁路，即磁阻更大。在这情况下每安培电枢电流产生的电枢磁链比 L_d' 更小，称为直轴次暂态电感 L_d''。直轴次暂态电抗 $x_d''=\omega L_d''$。

5. 交轴暂态电抗 x_q' 和交轴次暂态电抗 x_q''

定义 x_q' 与 x_q'' 的方法分别相似于定义 x_d' 与 x_d''，不同之处在于 x_q' 与 x_q'' 的定义中，突然加到定子绕组的正序电流处在转子交轴和定子磁通势基波的中线相吻合的情况下。

对没有阻尼绕组的凸极同步电机，突然加上正序电枢电流所产生的变化磁通是从励磁绕组的横向穿过，如附图 9-3 (d) 所示，这磁通不与励磁绕组发生磁链，也就不会在励磁绕组感应出电流，附图 9-3 (d) 中变化磁通的磁路和图 9-3 (b) 中隐态磁通的磁路是相同的。该论点对具有阻尼绕组的凸极电机在阻尼绕组中感应电流完全衰减后的情况也是正确的。因此凸极机的 $x_q'=x_q$。因为变化的直轴磁通能在励磁绕组中产生感应电流，而变化的交轴磁通则不能，所以 $x_d'<x_q'$。

阻尼绕组使起初的交轴磁通限制在高磁阻的磁路内，如附图 9-3 (f) 所示，使凸极机交轴次暂态电抗 x_q'' 比暂态电抗 x_q' 小得多。通常 x_q'' 比 x_d'' 稍大一些。

对没有阻尼绕组的凸极电机，$x_q''=x_q'=x_q$。

对于隐极电机，交轴涡流引起的电抗值随时间的变化可看作由两个按指数变化的值之和来描述，其中一个变化很快，另一个变化较慢。最初的总电抗就是 x_q''。x_q' 是把变化较慢的分量用外插法推算出最初时刻的电抗值。x_q'' 略小于 x_q'。

6. 负序电抗 x_2

励磁绕组短接，转子以同步速正向旋转，定子绕组以负序电流送人，产生的电枢磁通势将以同步速反向旋转，转子上励磁绕组和阻尼绕组内将产生二倍同步频率的感应电流，并使转子所有绕组的磁链保持为零值。于是电枢电流产生的磁通被挤入到高磁阻的磁路，该磁通并不与转子的任何绕组发生磁链。这些磁路与讨论直轴、交轴次暂态电抗的磁路是相

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

同的，如附图 9-3（e）、(f）所示。在此情况下，每安培电枢电流产生的电磁链称为负序电感 L_2，负序电抗 $x_2=\omega L_2$。

因为电枢磁通势相对于转子的转速是两倍同步速，它的磁路是交替地在直轴和交轴次暂态电抗的磁路间循环地变化，所以负序电抗值在 x''_d 和 x''_q 之间。负序电抗 x_2 随不同的定义而异。AIEE 定义 $x_2=\dfrac{x''_d+x''_q}{2}$。有的定义 $x_2=\dfrac{2x''_dx''_q}{x''_d+x''_q}$。以上两值分别为 x_2 的上限和下限值。

7. 零序电抗 x_0

零序电流送入定子绕组是不会产生空间基波磁通势的，所以零序电抗值很小，也几乎不受转子运动的影响。通常会有空间三次谐波磁通势存在，它不是旋转而是静止脉动的磁通势。该磁通势和转子绕组内感应电流的磁通势总是相反的，所以定子和转子间空气隙磁通很小，零序电流产生的是漏磁通。在同步电机的电抗中，零序电抗 x_0 值最小，甚至小于 x''_d。

三、同步电机的相量图

从上述派克方程可求得同步电机在稳态和次暂态状况的相量图。为叙述方便，讨论相量图时不计及同步电机的磁路饱和。计及同步电机磁路饱和的简便处理方法，是在磁链方程中使用 x_{ad} 和 x_{aq} 的饱和值。

（一）稳态状况相量图

1. 凸极同步电机稳态状况相量图

当同步电机在稳态状况下，以 d、q 分量表示的发电机各绕组电流和磁链都等于常数，阻尼绕组 D 和 Q 内电流 i_D 和 i_Q 都为零，各绕组磁链的导数也等于零，转速 ω 为同步转速，取其值为 1。派克方程可简化为

从式（附 9-5）、式（附 9-6）得

$$\psi_d=-x_dI_d+x_{ad}I_F \tag{附 9-30}$$

$$\psi_q=-x_qI_q \tag{附 9-31}$$

从式（附 9-8）、式（附 9-9）得

$$u_d=-\psi_q-rI_d \tag{附 9-32}$$

$$u_q=\psi_d-rI_q \tag{附 9-33}$$

消去 ψ_d、ψ_q 得

$$u_d=x_qI_q-rI_d \tag{附 9-34}$$

$$u_q=x_{ad}I_F-x_dI_d-rI_q=E_q-x_dI_d-rI_q \tag{附 9-35}$$

定义

$$E_q=x_{ad}I_F \tag{附 9-36}$$

$$\begin{aligned}\dot{u}&=u_d+\mathrm{j}u_q=\mathrm{j}E_q-r(I_d+\mathrm{j}I_q)+x_qI_q-\mathrm{j}x_dI_d\\&=\mathrm{j}E_q-(r+\mathrm{j}x_q)(I_d+\mathrm{j}I_q)-\mathrm{j}(x_d-x_q)I_d\\&=\mathrm{j}E_q-(r+\mathrm{j}x_q)\dot{I}-\mathrm{j}(x_d-x_q)I_d\end{aligned} \tag{附 9-37}$$

令

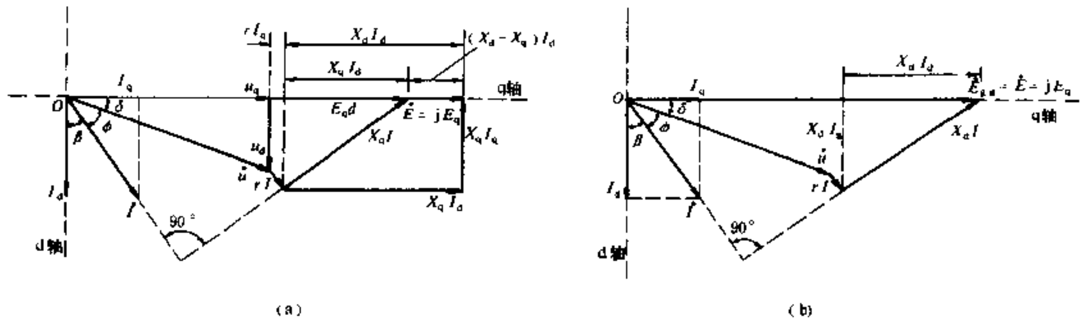
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\dot{E}_{qd} = jE_q - j(x_d - x_q)I_d \qquad \text{（附 9-38）}$$

代入式（附 9-37），则

$$\dot{u} = \dot{E}_{qd} - (r + jx_q)\dot{I} \qquad \text{（附 9-39）}$$

按式（附 9-38）和式（附 9-39）可绘制凸极同步电机在稳态状况下的相量图如附图 9-4（a）所示。E_{qd}称为 q 轴同步电抗后电动势。用式（附 9-39）可以方便地从机端电压 $\dot{u}$ 和电流 $\dot{I}$ 确定 $\dot{E}_{qd}$的大小和相位。再用式（附 9-38）可求得发电机的励磁电动势 $\dot{E}=jE_q$。从 $E_q=x_dI_F$ 又可求得励磁电流 I_F。用以确定 $\dot{E}_q$ 的方向是定义 $\dot{E}_{qd}$的目的之一，励磁电动势 $\dot{E}$ 也就是同步电抗后电动势，或称稳态内电动势。



附图 9-4 同步电机稳态状况相量图

（a）凸极机；（b）隐极机（$x_d=x_q$）

2．稳极同步电机稳态状况相量图

如为隐极电机，且 $x_d=x_q$，则式（附 9-38）变为

$$E_{qd} = E_q, \quad \dot{E} = jE_q$$

附图 9-4（b）为隐极同步电机稳态状况相量图。

（二）暂态状况相量图

定子电压方程式（附 9-8）和式（附 9-9）u_d 和 u_q 中各有一项磁链导数 $p\psi_d$ 和 $p\psi_q$，在稳态时这两项均为零；在暂态过程中虽 $p\psi_d$ 和 $p\psi_q$ 均不等于零，但和 $\omega\psi_q$ 及 $\omega\psi_d$ 相比都小得多。为简化分析计算，$p\psi_d$ 和 $p\psi_q$ 可略去不计。于是定子电压方程从微分方程简化为代数方程。这种处理方法称为不计定子暂态过程。暂态过程中转速仍接近于同步速，即 $\omega\approx1$。经上述简化，稳态状况的方程式（附 9-30）～（附 9-35）在暂态中也成立。

从 q 轴暂态电动势有

$$E'_q = \frac{x_{ad}}{x_F}\psi_F$$

$$\psi_F = -x_{ad}I_d + x_FI_F$$

从式（附 9-36）有

$$E_q = x_{ad}I_F$$

$$E_q - E'_q = x_{ad}I_F - \frac{x_{ad}}{x_F}(-x_{ad}I_d + x_F I_F) = \frac{x_{ad}^2}{x_F} I_d$$

因 $$x'_d = x_d - \frac{x_{ad}^2}{x_F}$$

故 $$E_q - E'_q = (x_d - x'_d)I_d \qquad (附 9\text{-}40)$$

$$E_q - x_d I_d = E'_q - x'_d I_d \qquad (附 9\text{-}41)$$

式（附 9-41）代入式（附 9-35）得

$$u_q = E'_q - x'_d I_d - rI_q \qquad (附 9\text{-}42)$$

以上是对 q 轴的推导。在叙述派克方程时，曾假设仅 d 轴上有励磁绕组 F。如假设 q 轴上也有一励磁绕组 G，则对 d 轴也可推导出与 q 轴相似的结果，即

$$-(E_d - E'_d) = (x_q - x'_q)I_q \qquad (附 9\text{-}43)$$

$$u_d = E'_d + x'_q I_q - rI_d \qquad (附 9\text{-}44)$$

式（附 9-42）和式（附 9-44）可合成为

$$\dot{U} = u_d + ju_q = \dot{E}' - r\dot{I} + x'_q I_q - jx'_d I_d \qquad (附 9\text{-}45)$$

$$= \dot{E}' - (r + jx'_q)\dot{I} - j(x'_d - x'_q)I_d \qquad (附 9\text{-}46)$$

式中 $\dot{E}' = E'_d + jE'_q$ 称为暂态电抗后电动势，或称暂态内电动势。它的分量 E'_q 和 E'_d 分别与转子绕组 F 和 G 的磁链成比例，如这些磁链在暂态过程中保持为常数，则 $\dot{E}'$ 也保持为常数。

按式（附 9-42）、（附 9-44）和式（附 9-45）可绘制同步电机在暂态状况下的相量图如附图 9-5 所示。

当同步电机电枢电流未变化前，电机处于稳态状况，励磁电动势 $\dot{E}$ 位于 q 轴上，即 $E_d = 0$，$\dot{E} = 0 + jE_q$。相应的 E'_d 和 E'_q 可用下式求得。

从式（附 9-43）有

$$E'_d = (x_q - x'_q)I_q + E_d = (x_q - x'_q)I_q \qquad (附 9\text{-}47)$$

从式（附 9-40）有

$$E'_q = E_q - (x_d - x'_d)I_d \qquad (附 9\text{-}48)$$

然后当电枢电流变化时，$\dot{E}'$ 保持常数不变，而 $\dot{E}$ 在变化并且偏离 q 轴，除非 $x_q = x'_q$。

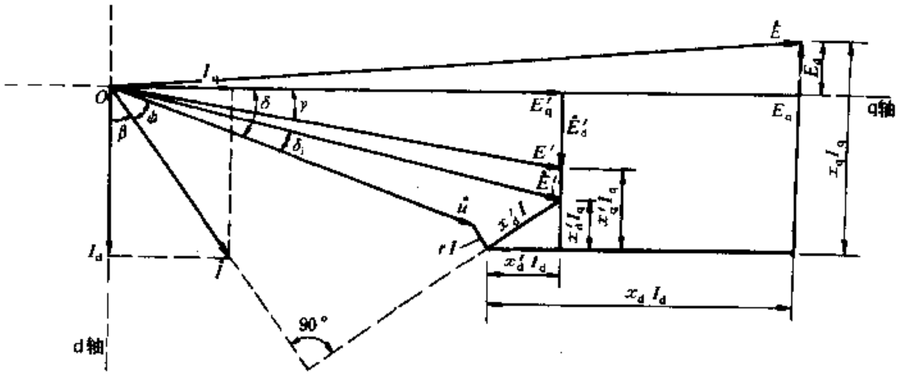
附图 9-5 的相量图适用于任何型式的同步电机（$x_d \neq x_q$，$x'_d \neq x'_q$，$x'_q \neq x_q$）。下面讨论两种特殊情况的相量图（附图 9-6）。

1. 凸极电机（$x'_q = x_q$）相量图［附图 9-6（a）］

因凸极电机的 q 轴上没有励磁绕组，所以 $E_d = 0$，励磁电动势 $\dot{E} = jE_q$ 不论在暂态或稳态总是位于 q 轴上。又因凸极电机 $x'_q = x_q$，从式（附 9-47）得 $E'_d = 0$，所以暂态电抗后电动势 $\dot{E}' = jE'_q$ 也和 E_{qd}（x_q 后电动势）一样位于 q 轴上。

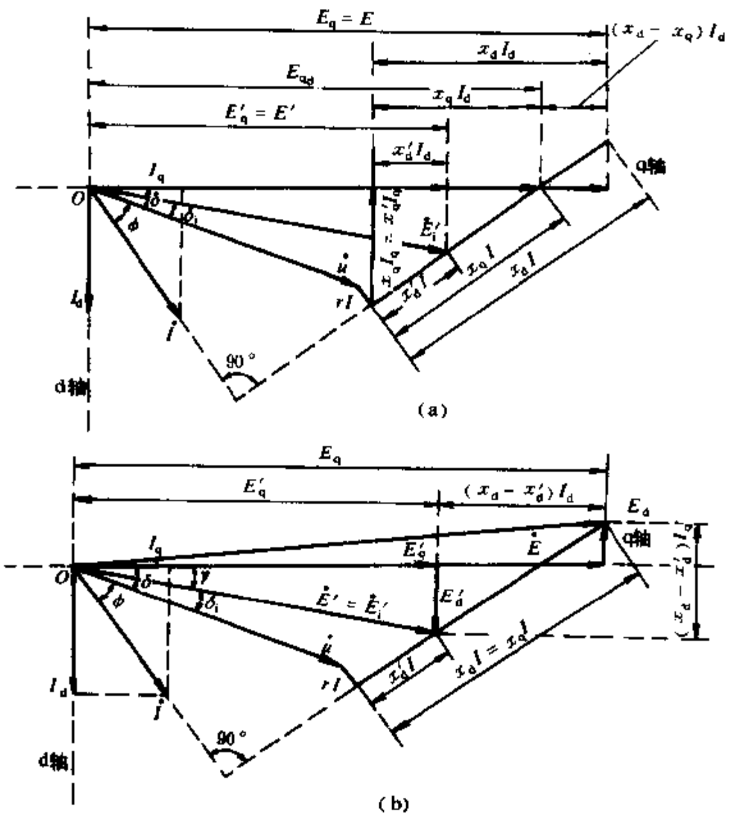
即使 E'_q 是恒定的，E_{qd} 值也不是常数，E_{qd} 和 E'_q 的关系式为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 9-5 同步电机暂态状况相量图之一

($x_d \neq x_q$，$x'_d \neq x'_q$，$x'_q \neq x_q$)



附图 9-6 同步电机暂态状况相量图之二

(a) 凸极机 ($x'_q = x_q$)；(b) 隐极机 ($x_d = x_q$，$x'_d = x'_q$)

$$E_{qd} = E'_q + (x_q - x'_d)I_d \tag{附 9-49}$$

过去使用交流计算台进行暂态稳定计算时，常把凸极机用等值的隐极机来取代。这等

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

值隐极机的同步电抗数值上和原凸极机的 x_q 相等，该同步电抗（x_q）的后电动势为 E_{qd}。这样，等值机输出的有功和无功功率都和原凸极机是相等的。

2．隐极电机（$x_d=x_q$，$x'_d=x'_q$）相量图［附图 9-6（b）］

因隐极机的 x'_d 和 x'_q 几乎相等，故附图 9-5 中 $\dot{E}'$ 和 E'_i 相重合，变成如附图 9-6（b）所示。与凸极机相量图不同的是 $\dot{E}$ 和 $\dot{E}'$ 都不位于 q 轴上。

（三）次暂态状况相量图

次暂态状况和暂态状况的区别在于前者计及阻尼绕组的影响，后者则忽略阻尼绕组的存在。在电路状态突变的瞬间，阻尼绕组的磁链是不变的，在此情况下电动势 $\dot{E}''=E''_d+jE''_q$ 也不变。$\dot{E}''$ 称为次暂态电抗后电动势，或称次暂态内电动势。式（附 9-40）及式（附 9-42）～（附 9-45）对次暂态状况同样是适用的，只要把式中 E'_d、E'_q、$\dot{E}'$、x'_d、x'_q 分别用 E''_d、E''_q、$\dot{E}''$、x''_d、x''_q 取代就行了。附图 9-5 也可用相同方法改绘成次暂态状况相量图。

四、同步电机的功率方程

（一）稳态状况下的功率方程

从凸极电机稳态状况的方程式（附 9-34）和式（附 9-35）可求得

$$I_d=\frac{-u_d r+(E_q-u_q)x_q}{r^2+x_d x_q} \tag{附 9-50}$$

$$I_q=\frac{u_d x_d+(E_q-u_q)r}{r^2+x_d x_q} \tag{附 9-51}$$

其中

$$u_d=u\sin\delta$$

$$u_q=u\cos\delta$$

凸极电机的输出功率为

$$P=u_d I_d+u_q I_q$$

把式（附 9-50）和式（附 9-51）代入上式，并略去电阻 r，可求得凸极电机的稳态状况功率为

$$P=\frac{E_q u}{x_d}\sin\delta+\frac{u^2(x_d-x_q)}{2x_d x_q}\sin 2\delta \tag{附 9-52}$$

式中二次谐波项 $\frac{u^2(x_d-x_q)}{2x_d x_q}\sin 2\delta$ 称为凸极电机的磁阻功率。

对隐极电机，因 $x_d=x_q$，式（附 9-52）可简化为

$$P=\frac{E_q u}{x_d}\sin\delta \tag{附 9-53}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（二）暂态状况下的功率方程

根据凸极电机暂态状况相量图附图 9-6（a）得知

$$u_d = x_q I_q - r I_d \qquad (x_q = x'_q) \qquad \text{（附 9-54）}$$

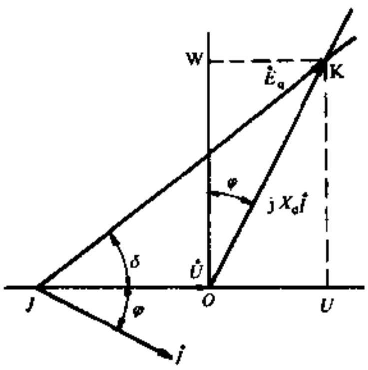
$$u_q = E'_q - x'_d I_d - r I_q \qquad \text{（附 9-55）}$$

与式（附 9-34）、（附 9-35）比较，发现式（附 9-35）中 E_q 和 x_d 分别用 E'_q 和 x'_d 取代后，即可得式（附 9-55），因此凸极电机暂态状况的功率也可用相似方法从式（附 9-52）求得，即

$$P = \frac{E'_q u}{x'_d}\sin\delta - \frac{u^2(x_q - x'_d)}{2x'_d x_q}\sin 2\delta \qquad \text{（附 9-56）}$$

式中 $x_q > x'_d$，所以暂态状况的磁阻功率是负值。

五、同步电机的运行限额图



附图 9-7 隐极发电机电压相量图

同步电机在稳态状况下运行要受到以下条件的限制：电机的额定有功功率、额定视在功率（或额定电枢电流）、最大励磁电流和进相运行时的静态稳定。根据这些限制条件可绘制出同步电机的运行限额图。

为节省篇幅，只叙述隐极同步电机的运行限额图。为简明起见，不计磁路饱和，忽略电枢电阻。

附图 9-7 中三角形 JOK 为隐极电机的电压相量图。$\overline{JO}$ 为端电压 $\dot{U}$，$\overline{OK}$ 为同步电抗压降 $jX_d\dot{I}$，$\overline{JK}$ 为空载电动势 $\dot{E}_q$，∠KJO 为功率角 δ。以图 9-7 中 O 为原点建立一个直角坐标，则 $\overline{OU}$ 和 $\overline{OW}$ 分别为 K 点的横坐标和纵坐标。对图中的坐标乘以 U_e/X_d，各线段的值也乘以 U_e/X_d，则各线段的量纲都变成功率。即 $\overline{OK}=U_e I=S$，$\overline{OW}=P$，$\overline{OU}=Q$，$\overline{JO}=U_e^2/X_d$，$\overline{JK}=(E_q U_e)/X_d$。

从附图 9-7 可得

$$P = \overline{OW} = \overline{UK} = \overline{JK}\sin\delta = \frac{E_q U_e}{X_d}\sin\delta \qquad \text{（附 9-57）}$$

$$Q = \overline{OU} = \overline{JU} - \overline{JO} = \overline{JK}\cos\delta - \overline{JO} = \frac{E_q U_e}{X_d}\cos\delta - \frac{U_e^2}{X_d} \qquad \text{（附 9-58）}$$

根据上述分析，可作隐极发电机运行限额图如附图 9-8 所示。

作 $\overline{JO}=U_e^2/X_d$，U_e 为额定电压。

以 O 为圆心、I 为半径作圆弧 $\overset{\frown}{BC}$，所取得的 I 为电枢电流限额。

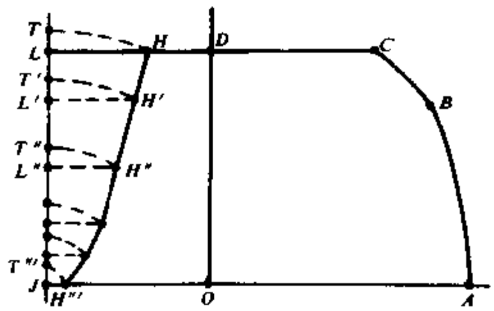
以 J 为圆心、$E_q U_e/X_d$ 为半径作圆弧 $\overset{\frown}{AB}$，所取得的 E_q 为对应于励磁电流限额 I_{Fq} 的空载电动势。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

作水平线CDL，所取的$\overline{OD}$对应于原动机输出功率的限额。

上述两段圆弧和一段水平线构成了隐极发电机的运行限额图。如相量图附图9-7上K点落在这限额图的左下侧，这一运行方式是安全的，电枢电流、励磁电流和有功功率都没有超过限额。

垂直线JL为静态稳定极限线，因为如K点落在JL线上，则功率角δ等于$\frac{\pi}{2}$弧度。



附图9-8 隐极发电机的运行限额图

如要求发电机运行时具有静态稳定储备功率ΔP，则具有储备功率的静态稳定极限线为HH′H″H‴，其作法为：取$\overline{LT}=\Delta P$，以$\overline{JT}$为半径作圆弧交水平线LDC于H点；取$\overline{L'T'}=\Delta P$，以$\overline{JT'}$为半径作圆弧交水平线L′H′于H′点；依此类推直到H‴，H‴为JO线上的一点。

对于实际的发电机，绘制运行限额图应该考虑磁路的饱和，否则所得到的运行限额图有误差。在进相运行时，还需考虑发电机的端部发热。

六、同步电机的时间常数

当同步电机处于暂态状况时，它的电流和电压包含随如下一个或几个时间常数而变化的分量。

（一）直轴暂态开路时间常数T'_{d0}

如电枢开路，且又没有阻尼绕组，则励磁回路不受任何其他回路的影响。在这种情况下，励磁回路中突然施加电动势或切除电动势或电动势突变，相应引起励磁电流的变化是由励磁开路时间常数（或称直轴暂态开路时间常数）T'_{d0}所决定。T'_{d0}可由下式求得，类似于一个简单的RL回路的时间常数

$$T'_{d0}=\frac{L_{ff}}{R_f}\quad s \tag{附 9-59}$$

式中L_{ff}为励磁回路的自感（H），R_f为励磁回路的电阻（Ω）。励磁回路应包括励磁绕组、励磁变阻器、励磁机的电枢和连接线。T'_{d0}值比以下讨论的其他时间常数都大，约为2～11s，平均值取6s。

（二）直轴暂态短路时间常数T'_d

如励磁和电枢两个回路都闭合，则一回路中电流会在另一回路感应产生电流。因一回路对另一回路在旋转，所以两者电流不是相同频率：励磁绕组内的直流与电枢绕组内的正序交流相关连；电枢绕组内的直流和励磁绕组内的交流相关连。每对电流具有不同的时间常数。控制励磁绕组直流电流和电枢绕组交流电流值变化率的是励磁或直轴暂态时间常数；控制电枢绕组直流电流和励磁绕组交流电流的是电枢时间常数。

励磁时间常数是当励磁回路和闭合的电枢回路相耦合时，励磁回路的视在电感和视在电阻之比。所以它的值取决于电枢回路的阻抗。前述的励磁开路时间常数是它的一个特殊值，即当电枢开路时的励磁时间常数。另一极端情况是励磁短路时间常数，是当电枢短路时的励磁时间常数。电枢短路时，励磁回路的有效电感比开路时要小得多。这和变压器的

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

短路电感小于它的开路电感是同一个道理。又变压器的短路电感和开路电感之比从变压器两侧来看是相等的。根据上述原理，电枢短路时和开路时的两个励磁回路电感的比值应等于当正序交流电突然送入电枢，励磁回路短路和开路时的两个电枢回路电感的比值。这比值为 L'_d/L_d 或 X'_d/X_d。

励磁绕组的视在电阻不同于它的电感，不管电枢开路或短路，它的视在电阻值实际是相同的。这和相对静止的两个耦合回路情况不一样。在旋转电机中，一绕组内为直流，另一绕组内为交流。直流绕组的电阻影响比交流绕组大。实际上交流绕组短路时，它的电阻影响是极小的。因交流绕组的自感抗和互感抗比电阻大得多，以致电阻对电流的大小和相位的影响都极小。而直流绕组中电流变化比交流绕组中慢得多，所以电感压降和电阻压降不是差得很多。

因励磁绕组的短路电感和它的开路电感之比为 X'_d/X_d，而它的电阻是不变的，所以短路时间常数对开路时间常数之比等于相应的电感之比。于是直轴暂态短路时间常数 T'_d 为

$$T'_d=\frac{X'_d}{X_d}T'_{d0} \qquad \text{(附 9-60)}$$

（三）直轴次暂态开路时间常数 T''_{d0} 和短路时间常数 T''_d

对有阻尼绕组的电抗，在转子直轴上有两耦合回路（励磁和阻尼绕组），它们相互间是静止的，但一起对电枢旋转。这两耦合回路有两个时间常数，较长的一个是暂态时间常数，较小的一个是次暂态时间常数。两个时间常数都受电枢回路的阻抗的影响。如电枢回路开路，两时间常数分别为暂态开路值 T'_{d0} 和次暂态开路值 T''_{d0}；如电枢处于短路，则分别为暂态短路值 T'_d 和次暂态短路值 T''_d。

（四）交轴暂态开路和短路时间常数 T''_{q0}、T''_q；交轴次暂态开路和短路时间常数 T''_{q0}、T''_q

对于隐极电机，交流电枢电流或电压的交轴分量值的变化，如前讨论 x'_q 和 x''_q 所述那样，可用二个指数之和来描述。当电枢回路开路时，两指数分量的时间常数分别为 T'_{q0} 和 T''_{q0}；当电枢短路时，分别为 T'_q 和 T''_q。T'_q 约为 T'_d 的 1/2，T''_q 很接近于 T''_d。

对于凸板电机，T'_q 是没有意义的，但如具有阻尼绕组，则 T''_q 差不多和 T''_d 相等。

（五）电枢短路时间常数 T_a

此时间常数用于电枢绕组中直流电流和励磁绕组中交流电流（两绕组闭合时），它等于在上述条件下电枢电感对电枢电阻的比值。在此条件下电枢电感等于负序电感 L_2，因为虽转子电流在目前情况是基波频率，而在负序电感情况中是二倍基频，但两种情况中转子电流的磁链均为常数，电枢电流产生的磁通如附图 9-3（e）、（f）所示，被挤入到高磁阻的磁路中。所以电枢电阻不受转子回路影响，如前述理由，它是直流值 r_a。

电枢短路时间常数为

$$T_a=\frac{L_2}{r_a}=\frac{x_2}{\omega r_a}\quad \text{s} \qquad \text{(附 9-61)}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附录 9-2 500kV 及 220kV 架空线电气参数

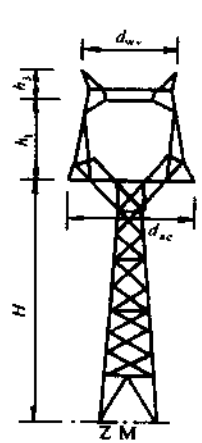
附表 9-1　　500kV 线路的典型电气参数(参考值)

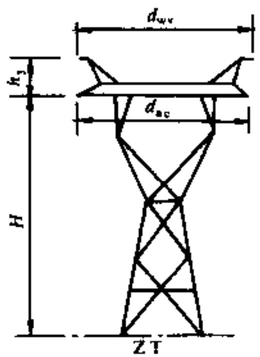
导线布置	水平布置						三角布置				
导线截面	4×400 (mm²)			4×300 (mm²)			4×400 (mm²)			4×300 (mm²)	
计算编号	44	48	62	101	111	102	42	31	3	119	120
直线塔型	ZT5	ZLT1	LM2	ZB3	ZN	ZB3	ZM	ZLM1	ZLM1	ZM5	ZM5
导线型号	4×LGJ -400/50	4×LGJQ -400	4×LGJQ -400	4×LGJQ -300	4×LGJQ -300	4×LGJQ -300	4×LGJ -400/50	4×LGJ -400/50	4×LGJ -400/35	4×LGJQ -300	4×LGJQ -300
地线型号	GJ-70	LGJJ-95	LHGJJ-95	GJ-70	LGJ-185	LBGJ-120	GJ-70	LGJ-95/141	LHGJJ-95	GJ-70	LGJ-185
dac (m)	25.6	24.5	24.2	26.0	26.0	26.0	15.2	14.0	14.0	16.0	16.0
dwv (m)	22.5	21.1	20.1	22.5	22.4	22.5	12.2	11.0	11.0	12.5	12.5
h_1 (m)	0	0	0	0	0	0	8.1	9.0	8.1	9.2	9.2
h_3 (m)	5.1	3.5	4.0	5.0	3.5	5.0	1.0	3.5	3.5	0.65	0.65
H (m)	36	33	33	36	36	36	36	36	36	36	36
档距 (m)	400	450	400	431.8	431.8	431.8	400	425	450	420	420
Z_1 (Ω/km)	0.01808+ j0.27747	0.02+ j0.274865	0.01808+ j0.273938	0.027+ j0.0280935	0.027+ j0.0280935	0.027+ j0.0280935	0.01808+ j0.26061	0.01808+ j0.259985	0.0184785+ j0.258021	0.027+ j0.268077	0.027+ j0.268077
C_1 (μF/km)	0.012917	0.0131443	0.0131285	0.0127908	0.0127908	0.0127908	0.013662	0.0136911	0.013819	0.013295	0.013295
C_0 (μF/km)	0.0081161	0.00890697	0.00850653	0.0083146	0.00867186	0.0084045	0.0076268	0.00765346	0.0075307	0.00788946	0.00800126
C_{ab} (μF/km)	0.0016004	0.00141243	0.00154067	0.0014921	0.00137297	0.0014621	0.0020118	0.00201254	0.0020959	0.00180184	0.00176458
Z_{char} (Ω)	261.762	258.339	257.997	265.02	265.02	265.02	246.709	246.153	244.105	253.984	253.984
Z_0 (Ω/km)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

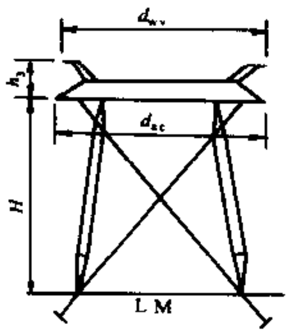
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

导线布置	水平布置						三角布置				
导线截面	4×400 (mm²)			4×300 (mm²)			4×400 (mm²)			4×300 (mm²)	
ρ=10 (m·Ω)	0.19636+ j0.78420	0.15989+ j0.58379	0.15988+ j0.59564	0.20566+ j0.78450	0.12234+ j0.55309	0.18885+ j0.60919	0.20049+ j0.81422	0.15337+ j0.61648	0.15448+ j0.64650	0.21043+ j0.80597	0.12140+ j0.58509
ρ=50 (m·Ω)	0.21933+ j0.91684	0.17696+ j0.63025	0.17771+ j0.64408	0.22872+ j0.91702	0.12754+ j0.59234	0.21320+ j0.66370	0.22446+ j0.94599	0.16895+ j0.66402	0.17049+ j0.69873	0.23467+ j0.93760	0.12589+ j0.62659
ρ=100 (m·Ω)	0.23084+ j0.9728	0.18449+ j0.64738	0.18560+ j0.66197	0.24028+ j0.97296	0.13010+ j0.60681	0.22400+ j0.68393	0.23638+ j1.0016	0.17588+ j0.68164	0.17773+ j0.71819	0.24670+ j0.99313	0.12819+ j0.64199
ρ=500 (m·Ω)	0.26112+ j1.0999	0.20176+ j0.68176	0.20379+ j0.69791	0.27066+ j1.10008	0.13634+ j0.63593	0.24896+ j0.72462	0.26751+ j1.1279	0.19191+ j0.71717	0.19468+ j0.75760	0.27810+ j1.11927	0.13391+ j0.67317
典型直线塔型图例											







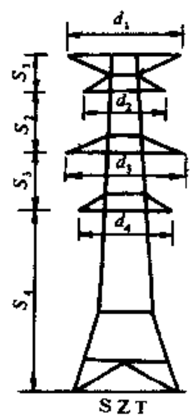
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 9-2　　500kV 同杆双回路直线塔的线路电气参数(计算值)

计算编号	301	302	303	304	备注
直线塔型	SZT2	SZT2	SZT2	SZT2	
导线型号	4×LGJ-400/50	4×LGJ-400/50	4×LGJQ-300	4×LGJQ-300	
地线型号	LGJ-95/141	GJ-70	LGJ-95/141	GJ-70	
d_1 (m)	19.4	19.4	19.4	19.4	
d_2 (m)	15.4	15.4	15.4	15.4	
d_3 (m)	20.0	20.0	20.0	20.0	
d_4 (m)	18.0	18.0	18.0	18.0	
s_1 (m)	4.5	4.5	4.5	4.5	
s_2 (m)	11.7	11.7	11.7	11.7	
s_3 (m)	11.0	11.0	11.0	11.0	
s_4 (m)	33.0	33.0	33.0	33.0	
m_1 (m)	0.76	0.76	0.76	0.76	
m_2 (m)	4.48	4.48	4.48	4.48	
档距 (m)	400	400	400	400	
气温 (℃)	15	15	15	15	
(1) 正序阻抗 (Ω/km)					
每回自阻抗 $Z_{11}=R_{11}+jX_{11}$	0.01808+j0.270463	0.01808+j0.270463	0.027+j0.273003	0.027+j0.273003	正序阻抗等值图见图 9-14
二回间互阻抗 jX_{m1}	−j0.015017	−j0.015017	−j0.015017	−j0.015017	
二回综合阻抗 Z_1	0.00904+j0.127723	0.00904+j0.127723	0.0135+j0.128993	0.0135+j0.128993	
(2) 正序电容					
每回正序自电容 C_1 (μF/km)	0.0131471	0.0131471	0.0130245	0.0130245	
每回每公里正序自容抗 $-jX_{C1}$ (p.u.)	−j87.8419	j87.8419	−j88.669	−j88.669	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

计 算 编 号	301	302	303	304	备 注
二回间正序互电容	很小，略去不计	略去不计	略去不计	略去不计	
(3) 零序电容					
每回零序自电容 C_0 (μF/km)	0.00726256	0.00704125	0.00720887	0.00699991	零序容抗等值图见图 9-22
每回每公里零序自容抗 $-jX_{C0}$ (p.u.)	−j159.016	−j164.014	−j160.201	−j164.983	X_{C0}即图 9-22 中 $X_{C00\cdot wv}$
二回间每公里零序互容抗 $-jX_{mC0}$ (p.u.)	−j50.9	−j54.702	−j51.059	−j54.744	X_{mC0}即图 9-22 中 $X_{m0\cdot wv}$
(4) 零序阻抗 (Ω/km)					
$\rho=10$ (m·Ω)					
每回自阻抗 $R_{00}+jX_{00}$	0.149226+j0.625166	0.191114+j0.802607	0.157612+j0.630412	0.19964+j0.805475	零序阻抗等值图见图 9-18
二回间互阻抗 $R_{m0}+jX_{m0}$	0.131146+j0.279896	0.173034+j0.457338	0.130612+j0.282602	0.17264+j0.457666	$R_{00}+jX_{00}$即图 9-18 中 $Z_{I}^{(d)}$、$Z_{II}^{(d)}$
二回综合阻抗 R_0+jX_0	0.140186+j0.452531	0.182074+j0.629973	0.144112+j0.456507	0.18614+j0.631571	$R_{m0}+jX_{m0}$即图 9-18 中 $Z_{I\cdot II}^{(d)}$
同杆双回路典型直线塔型图例					

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

计算编号	301	302	303	304	备注
$\rho=50$ (m·Ω)					
$R_{00}+jX_{00}$	0.164487+j0.675715	0.212472+j0.936011	0.172745+j0.681375	0.220876+j0.938946	
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.146407+j0.330445	0.194392+j0.590742	0.145745+j0.333565	0.193876+j0.591136	
R_0+jX_0	0.155447+j0.50308	0.203432+j0.763377	0.159245+j0.50747	0.207376+j0.76504	
$\rho=100$ (m·Ω)					
$R_{00}+jX_{00}$	0.171418+j0.694386	0.223313+j0.9923114	0.179637−j0.700205	0.231666+j0.995308	
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.153338+j0.349117	0.205233+j0.647074	0.152637+j0.352395	0.204666+j0.647498	
R_0+jX_0	0.162378+j0.521752	0.214273+j0.819709	0.166137+j0.52630	0.218166+j0.821403	
$\rho=150$ (m·Ω)					
$R_{00}+jX_{00}$	0.175505+j0.704564	0.230093+j1.024972	0.183704+j0.71047	0.238418+j1.027954	
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.157425+j0.359294	0.212013+j0.679702	0.156704+j0.362661	0.211418+j0.680144	
R_0+jX_0	0.166465+j0.531929	0.221053+j0.852337	0.170204+j0.536565	0.224918+j0.854049	
$\rho=500$ (m·Ω)					
$R_{00}+jX_{00}$	0.187615+j0.731915	0.252067+j1.120409	0.195771+j0.738064	0.260307+j1.123445	
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.169535+j0.386646	0.233987+j0.775139	0.168771+j0.390254	0.233307+j0.775635	
R_0+jX_0	0.178575+j0.559281	0.243027+j0.947774	0.182271+j0.564159	0.246807+j0.94954	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表9-3　　**220kV 线路的电气参数（一）**

计算编号	201	202	203	204	205	206	207
导线布置	水平	水平	水平	水平	水平	水平	水平
导线型号	LGJJ-240	LGJQ-300	LGJQ-400	LGJQ-500	2×LGJJ-240	2×LGJQ-300	2×LGJQ-400
地线型号	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50
d_{ac} (m)	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
d_{wv} (m)	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
h_1 (m)	0	0	0	0	0	0	0
h_3 (m)	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
H (m)	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1
m_1 (m)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
m_2 (m)	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
档距 (m)	377	377	370	370	377	377	370
气温 (℃)	15	15	15	15	15	15	15
Z_1 (Ω/km)	0.13+j0.42133	0.108+j0.41957	0.08+j0.410371	0.065+j0.403834	0.065+j0.30300	0.054+j0.302121	0.04+j0.297523
C_1 (μF/km)	0.0086018	0.0086673	0.00887075	0.00902016	0.0118932	0.0119556	0.012148
C_0 (μF/km)	0.0061037	0.0061366	0.0062226	0.00629554	0.0075952	0.00762064	0.00767509
C_{ab} (μF/km)	0.0008327	0.00084355	0.00088271	0.00090821	0.00143269	0.001445	0.0014910
Z_{char} (Ω)	403.937	398.887	387.332	379.924	287.994	285.854	280.464
Z_0 (Ω/km)							
ρ=5 (m·Ω)	0.31434+j1.00459	0.29234+j1.00282	0.26377+j0.99404	0.24878+j0.98749	0.24934+j0.88624	0.23834+j0.88536	0.22377+j0.88118
ρ=10 (m·Ω)	0.32362+j1.06277	0.30162+j1.06101	0.27299+j1.05226	0.25800+j1.04571	0.25862+j0.94443	0.24762+j0.94355	0.23299+j0.93940
ρ=20 (m·Ω)	0.3338+j1.1204	0.3118+j1.11864	0.28310+j1.10992	0.26812+j1.10337	0.26880+j1.00206	0.25780+j1.00118	0.24310+j0.99705
ρ=50 (m·Ω)	0.34859+j1.19567	0.32659+j1.19391	0.29782+j1.18524	0.28283+j1.17869	0.28359+j1.07733	0.27259+j1.07645	0.25782+j1.07237
ρ=75 (m·Ω)	0.35561+j1.22865	0.33361+j1.2269	0.30480+j1.21823	0.28982+j1.21168	0.29061+j1.11031	0.27961+j1.10943	0.26480+j1.10537
ρ=100 (m·Ω)	0.36076+j1.25192	0.33876+j1.25016	0.30992+j1.24152	0.29494+j1.23497	0.29576+j1.13358	0.28476+j1.13270	0.26992+j1.12866
ρ=150 (m·Ω)	0.36825+j1.28454	0.34625+j1.28378	0.31739+j1.27416	0.30241+j1.26761	0.30325+j1.16620	0.29225+j1.16532	0.27739+j1.16129
ρ=300 (m·Ω)	0.38171+j1.33981	0.35971+j1.33804	0.33078+j1.32946	0.31580+j1.32291	0.31671+j1.22146	0.30571+j1.22058	0.29078+j1.2166
ρ=500 (m·Ω)	0.39212+j1.38013	0.37012+j1.37837	0.34116+j1.36981	0.32618+j1.36326	0.32712+j1.26179	0.31612+j1.26091	0.30116+j1.25694
ρ=1000 (m·Ω)	0.40691+j1.43428	0.38491+j1.43252	0.35589+j1.42400	0.34091+j1.41715	0.34191+j1.31594	0.33091+j1.31506	0.31589+j1.31114

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 9-4

220kV 线路的电气参数（二）

计算编号	221	222	223	224（225）	226	227（228）
导线布置	水平	水平	三角	三角	三角	三角
导线型号	LGJQ-400	LGJQ-300	2×LGJQ-400	2×LGJQ-400	2×LGJQ-300	2×LGJQ-300
地线型号	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50
d_{ac}（m）	12.0	12.0	17.0	17.0	17.0	17.0
d_{wv}（m）	9.4	9.4	12.2	12.2	12.2	12.2
h_1（m）	0	0	5.0	5.0	5.0	5.0
h_3（m）	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5
H（m）	21.0	21.0	25.0	20.0（21.0）	25.0	20.0（21.0）
m_1（m）	0.234	0.234	0.228	0.228	0.228	0.228
m_2（m）	2.113	2.113	2.928	2.928	2.928	2.928
档距（m）	400	400	400	400	400	400
气温（℃）	15	15	15	15	15	15
Z_1（Ω/km）	0.08+j0.410371	0.108+j0.419566	0.04+j0.325632	0.04+j0.325632	0.054+j0.330230	0.054+j0.330230
C_1（μF/km）	0.0088758	0.00867665	0.111033	0.0112548（0.0112111）	0.0109489	0.0111063（0.0110606）
C_0（μF/km）	0.00629287	0.00619636	0.00749869	0.00823383（0.00805012）	0.00743952	0.00819099（0.00800247）
C_{sb}（μF/km）	0.00086098	0.000826762	0.00120155	0.00100699（0.00105367）	0.00116978	0.000971768（0.00101937）
Z_{char}（Ω）	387.221	398.671	306.682	304.611（305.204）	311.899	309.681（310、320）
Z_0（Ω/km）						
ρ=5（m·Ω）	0.26467+j0.99342	0.29174+j1.00329	0.21381+j0.83256	0.21381+j0.83256	0.22730+j0.83755	0.22730+j0.83755
ρ=10（m·Ω）	0.27398+j1.0516	0.30096+j1.06152	0.22188+j0.89139	0.22188+j0.89139	0.23531+j0.89642	0.23531+j0.89642
ρ=20（m·Ω）	0.28420+j1.10921	0.31107+j1.11918	0.23087+j0.94968	0.23087+j0.94968	0.24424+j0.95473	0.24424+j0.95473
ρ=50（m·Ω）	0.29904+j1.18447	0.32579+j1.19451	0.24413+j1.02586	0.24413+j1.02586	0.25741+j1.03096	0.25741+j1.03096
ρ=75（m·Ω）	0.30608+j1.21744	0.33277+j1.22751	0.25048+j1.05924	0.25048+j1.05924	0.26373+j1.06436	0.26373+j1.06436
ρ=100（m·Ω）	0.31124+j1.24070	0.33790+j1.25080	0.25516+j1.08281	0.25516+j1.08281	0.26838+j1.08794	0.26838+j1.08794
ρ=150（m·Ω）	0.31876+j1.27331	0.34536+j1.28344	0.26201+j1.11584	0.26201+j1.11584	0.27519+j1.12100	0.27519+j1.12100
ρ=300（m·Ω）	0.33225+j1.32856	0.35876+j1.33875	0.27437+j1.17183	0.27437+j1.17183	0.28749+j1.17702	0.28749+j1.17702
ρ=500（m·Ω）	0.34269+j1.36888	0.36913+j1.37910	0.28399+j1.21270	0.28399+j1.21270	0.29707+j1.21792	0.29707+j1.21792
ρ=1000（m·Ω）	0.35752+j1.42302	0.38387+j1.43830	0.29772+j1.26760	0.29772+j1.26760	0.31074+j1.27286	0.31074+j1.27286

附表 9-5　　220kV 同杆双回路直线塔的线路电气参数（计算值）

计算编号	321	322（323）	324	325（326）
直线塔型	ZTSS	ZTSS	ZTSS	ZTSS
导线型号	2×LGJQ-400	2×LGJQ-400	2×LGJQ-300	2×LGJQ-300
地线型号	GJ-50	GJ-50	GJ-50	GJ-50
d_1（m）	6.4	6.4	6.4	6.4
d_2（m）	8.0	8.0	8.0	8.0
d_3（m）	9.0	9.0	9.0	9.0
d_4（m）	10.0	10.0	10.0	10.0
s_1（m）	2.2	2.2	2.2	2.2
s_2（m）	6.2	6.2	6.2	6.2
s_3（m）	6.2	6.2	6.2	6.2
δ_4（m）	25	20（21）	25	20（21）
m_1（m）	0.228	0.228	0.228	0.228
m_2（m）	2.928	2.928	2.928	2.928
档距（m）	400	400	400	400
气温（℃）	15	15	15	15
1. 正序阻抗（Ω/km）				
每回自阻抗 $R_{11}+jX_{11}$	0.04+j0.29984	0.04+j0.29984	0.054+j0.30444	0.054+j0.30444
二回间互阻抗 jX_{m1}	−j0.0143	−j0.0143	−j0.0143	−j0.0143
二回综合阻抗 Z_1	0.02+j0.14277	0.02+j0.14277	0.027+j0.14507	0.027+j0.14507
2. 正序电容				
每回正序自电容 C_1（μF/km）	0.011954	0.0119799（0.0119731）	0.011769	0.011796（0.011789）
每回每公里正序自容抗 $-jC_1$（p.u.）	−j503.369	−j502.273（−j502.562）	−j511.267	j510.116（−j510.421）
二回间正序互电容	很　小	很　小	很　小	很　小

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

计算编号	321	322 (323)	324	325 (326)
3. 零序电容				
每回零序自电容 C_0 (μF/km)	0.00648	0.006818 (0.006739)	0.0064057	0.0067466 (0.006666)
每回每公里零序自容抗 $-jX_{co}$ (p.u.)	−j928.387	−j882.55 (−j892.96)	−j939.356	−j891.891 (−j902.687)
二回间每公里零序互容抗 $-jX_{mco}$ (p.u.)	−j324.152	−j281.87 (−j291.33)	−j326.513	−j282.801 (−j292.594)
4. 零序阻抗 (Ω/km)				
ρ=10 (m·Ω)				
每回自阻抗 $R_{00}+jX_{00}$	0.22649+j0.9393	0.22649+j0.9393	0.2396+j0.94454	0.2396+j0.94454
二回间互阻抗 $R_{m0}+jX_{m0}$	0.18649+j0.5751	0.18649+j0.5751	0.1856+j0.57575	0.1856+j0.57575
二回综合阻抗 R_0+jX_0	0.2065+j0.7572	0.2065+j0.7572	0.2126+j0.76044	0.2126+j0.76044
ρ=50 (m·Ω)				
$R_{00}+jX_{00}$	0.2497+j1.073	0.2497+j1.073	0.2627−j1.07836	0.2627+j1.07836
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.2097+j0.7088	0.2097+j0.7088	0.2087+j0.70957	0.2087+j0.70957
R_0+jX_0	0.2297+j0.8909	0.2297+j0.8909	0.2357+j0.89396	0.2357+j0.89396
ρ=100 (m·Ω)				
$R_{00}+jX_{00}$	0.2612+j1.1296	0.2612+j1.1296	0.27402+j1.135	0.27402+j1.135
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.2212+j0.7654	0.2212+j0.7654	0.22+j0.7662	0.22+j0.7662
R_0+jX_0	0.2412+j0.9475	0.2412+j0.9475	0.24702+j0.9506	0.24702+j0.9506
ρ=150 (m·Ω)				
$R_{00}+jX_{00}$	0.2683+j1.1624	0.2683+j1.1624	0.28104+j1.16787	0.28104+j1.16787
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.2283+j0.7983	0.2283+j0.7983	0.22704+j0.79909	0.22704+j0.79909
R_0+jX_0	0.2483+j0.9803	0.2483+j0.9803	0.25404+j0.98348	0.25404+j0.98348
ρ=500 (m·Ω)				
$R_{00}+jX_{00}$	0.2909+j1.2587	0.2909+j1.2587	0.3035+j1.2642	0.3035+j1.2642
$R_{m0}+jX_{m0}$	0.2509+j0.8945	0.2509+j0.8945	0.2495+j0.8954	0.2495+j0.8954
R_0+jX_0	0.2709+j1.0766	0.2709+j1.0766	0.2765+j1.07981	0.2765+j1.07981

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十章 潮流计算

编者 尹朝威 审者 戴名良

第一节 潮流计算的目的和内容

一、目的和内容

潮流计算是电力网络设计及运行中最基本的计算，对电力网络的各种设计方案及各种运行方式进行潮流计算，可以得到电网各节点的电压，并求得网络的潮流及网络中各元件的电力损耗，进而求得电能损耗。

因此，网络通过潮流计算可以分析该网络的电压水平高低、功率分布和电力损耗的合理性及经济性等，从而对该网络的设计及运行作出评价。

二、计算的基本要求和分析要点

潮流计算随计算性质不同而有不同的要求，如长距离输电、区域性网络、城市配电网络等都有不尽相同的要求，但仍有其共同的基本要求。首先是不同类型的网络在各种运行方式下，网络各节点的电压水平均应符合有关规定。其次如网络中各线路的潮流分布不应有线路过载等。

对潮流计算的分析主要根据计算的目的而定，在电力系统运行方式中一般含高峰负荷和低谷负荷时运行方式，在具有水力发电厂的电力系统中根据水电厂水文特点又有丰水期、平水期、枯水期的运行方式，此外，也有需要研究事故运行方式和各种特殊运行方式。

在潮流计算中首先应校核网络枢纽点的电压水平及网络各节点的电压是否满足要求，其次校核各电厂发电机的有功及无功出力是否符合技术要求，另外根据计算的要求对各线路、变压器的潮流进行分析。

第二节 潮流计算的基本公式

一、潮流计算的基本公式

电力网的潮流计算一般包括潮流分布计算、功率损耗计算、电能损耗计算、电压损失计算，这些都是电力网设计及运行中基本的计算。

二、潮流计算程序简介

目前较复杂的大型网络的潮流计算都普遍应用电子计算机进行计算，这里仅作简单介绍。

应用电子数字计算机进行潮流计算从50年代中期开始，初期采取以节点导纳矩阵为基础的迭代法（亦称导纳法）。这个方法的原理较简单，要求计算机内存量较小，但它的收敛

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

性较差。因此，当网络规模较大时，网络节点增加，迭代次数急剧上升，往往发生迭代不收敛的情况，所以又提出以阻抗矩阵为基础的迭代法（亦称阻抗法），它改善了潮流计算的收敛性，但由于阻抗矩阵是满矩阵，这就需要计算机有较大的内存量，且每次迭代的计算量很大，当网络扩大时，这些缺点就更加突出。因此，又发展了以阻抗矩阵为基础的分块阻抗法，这个方法把一个大网络分割为几个小的网络，这样计算机仅需要存贮各个小的网络的阻抗矩阵和它们之间的连络线阻抗，从而节约了内存容量，同时也提高了计算速度。另外也发展了以导纳矩阵为基础的牛顿—拉夫逊法（简称牛顿法），利用矩阵的稀疏性，进一步提高了收敛性和计算速度，也降低了内存要求。牛顿法的不足之处是每次迭代必须重新形成雅可比矩阵，计算速度不够理想。近来又发展了 P-Q 分解法（又称改进牛顿法），分解法的迭代次数虽比牛顿法多，但在迭代过程中由于采用相同的系数矩阵 B' 和 B''，总的计算时间反而减少了，而且 B' 和 B'' 都为对称矩阵，计算时计算机所需的内存容量也小，因此该方法已为我国很多电业单位所采用。

由于采用计算机作电力系统的潮流计算，在计算过程中还需对计算条件作各种修改和调整，从而得出符合需要的运行方式。因此，在编制潮流计算程序时必须考虑计算过程中监视和控制的方便及灵活性，不断加强人机联系。目前正在发展的计算机辅助设计，利用潮流计算结果绘制潮流图，使电力系统的潮流计算结果更直观。

三、潮流计算的数学模型

电力系统的潮流计算基本方程式仍是电压、电流方程式。电力系统由发电机、变压器、输电线及负荷等组成。在潮流计算中发电机和负荷作为非线性元件处理，其他如变压器、输电线等都可用线性元件进行处理，对由 n 个节点组成的电力系统，如把由系统注入节点 k 的电流取为 $\dot{I}_k$，把节点 k 的对地电压取为 $\dot{U}_k$，则对线性网络部分其节点电流与电压之间的关系可用节点方程式来表达并写成展开形式

$$\dot{I}_k = \sum_{i=1}^{n} \dot{Y}_{ki}\dot{U}_i, k = 1,2,\cdots,n \tag{10-1}$$

$$\dot{U}_k = \sum_{i=1}^{n} \dot{Z}_{ki}\dot{I}_i, k = 1,2,\cdots,n \tag{10-2}$$

为了求解潮流，利用节点功率与电流之间的关系式

$$\dot{I}_k = (P_k - jQ_k)/\dot{U}_k, k = 1,2,\cdots,n \tag{10-3}$$

$\dot{U}_k$ 为节点 k 电压相量 $\dot{U}_k$ 的共轭值，将式（10-3）代入式（10-1）、式（10-2）则得

$$(P_k - jQ_k)/\dot{U}_k = \sum_{i=1}^{n} Y_{ki}\dot{u}_i \quad k = 1,2,\cdots,n \tag{10-4}$$

或

$$\dot{U}_k = \sum_{i=1}^{n} Z_{ki}(P_i - jQ_i)/\dot{U}_i \quad k = 1,2,\cdots,n \tag{10-5}$$

上述两个非线性复数方程式，是潮流计算的基本方程式，对其进行不同应用和处理，就

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

形成不同的潮流计算程序。

在潮流计算中作为对节点的计算条件是该节点的复功率及电压相量，即 P、Q、U、θ，其中的两个是作为已知条件予以给定，其余两个则作为未知数来处理。在潮流计算中根据原始数据给定的方式，对电力系统中的节点可分三种类型，如表 10-1 所示。

表 10-1　　节点的给定条件

节点类型	P_k	Q_k	U_k	θ_k
PQ 给定节点	P	Q	—	—
PU 给定节点	P	—	U	—
平衡节点	—	—	U	θ

(1) PQ 给定节点。一般是指某些发电厂出力 P、Q 及变电所母线负荷 P、Q 在算题过程中保持不变。

(2) PU 给定节点。一般是给定某些发电厂的有功功率 P 及电压幅值 U，或电网枢纽电压控制点。这些节点一般具有无功电源的调节能力以维持给定的电压值。待求量为节点的无功功率 Q 和电压的相位角 θ。

(3) 平衡节点。这种节点在计算系统中只设一个，一般只给定该节点的电压幅值，其电压相量的角度为零度，作为整个网络节点的参考轴。该节点待求的有功功率 P 及无功功率根据整个网络的功率平衡决定。

四、潮流计算中的直流输电模拟

当交流电网中具有直流输电线路时，如果在换流节点（即换流变压器所连接的交流母线）上的有功功率和无功功率已预设定，并且在稳定计算中不需考虑直流输电系统的暂态行为时，则可把直流输电的功率视作交流电网中的负荷（对逆变侧其有功负荷为负值）。并且对于仅有直流线路相互连接的交流电网，可在换流节点处将交流电网分成若干子系统分别进行计算。

若需要求取直流系统的运行参数或在稳定计算中考虑其暂态行为时，则需在潮流计算中对直流系统进行详细模拟，目前国内常用的大型潮流计算程序中都已包含了直流输电的环节。

直流换流装置的基本方程为

对整流侧
$$U_{drec}=N_b\left\{U_{di0}\left[\cos\alpha-(\Delta U_x+\Delta U_r)\times\frac{I_d}{I_{de}}\times\frac{U_{11e}}{U_{11}}\right]-U_{arc}\right\} \tag{10-6}$$

对逆变侧
$$U_{dinv}=N_b\left\{U'_{di0}\left[\cos\gamma-(\Delta U_x+\Delta U_r)\times\frac{I_d}{I_{de}}\times\frac{U_{22e}}{U_{22}}\right]+U_{arc}\right\} \tag{10-7}$$

式中　U_{drec}、U_{dinv}——整流侧和逆变侧的直流电压；

U_{11e}、U_{11}、U_{22e}、U_{22}——整流侧和逆变侧换流变压器二次侧线电压的额定值和实际值；

U_{di0}、U'_{di0}——整流侧和逆变侧空载理想电压，$U_{di0}=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}U_{11}$，$U'_{di0}=\frac{3\sqrt{2}}{\pi}U_{22}$；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

α、γ——整流触发角和逆变熄弧角；

ΔU_x、ΔU_r——换流回路在额定工况下的电感压降和电阻压降的标么值；

U_{arc}——换流阀导通时的正向门槛电压；

N_b——串联连接的 6 脉冲桥的数量；

I_{de}、I_d——直流电流的额定值和实际值。

在潮流计算中模拟直流系统时一般需给出换流变压器的参数(各级电压及分接头范围、短路阻抗等)、换流器串联的桥阀数、阀的最大和最小触发角（对逆变侧为熄弧角)、阀的额定电流、每个桥阀的换向电抗、直流线路的参数和直流输送功率等。对每个独立的直流输电系统需有一端为定电压调节（一般设在逆变侧)，另一端为定电流或定功率调节。

第三节 功 率 分 布 计 算

一、电网的功率分布计算

一端电源开式网络是最简单的网络，这里仅对集中参数（忽略电导、电纳等参数)的计算作概略叙述，如图 10-1 所示。这种计算一般仅适合于线路较短、电压在 110kV 以下的架空线路情况。

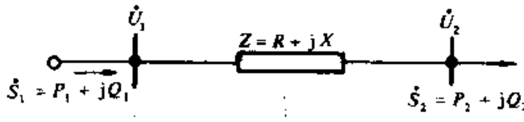


图 10-1 一端电源开式网络

线路上的功率损耗为

$$\Delta\dot S=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}(R+jX) \tag{10-8}$$

电源端的功率为

$$\dot S_1=\dot S_2+\Delta\dot S \tag{10-9}$$

如将实部、虚部分开，则得

$$P_1=P_2+\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2}R \tag{10-10}$$

$$Q_1=Q_2+\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2}X \tag{10-11}$$

其母线上的电压关系为

$$\begin{aligned}\dot U_1&=\dot U_2+\Delta\dot U\\&=\dot U_2+\Delta U+j\delta U\\&=\dot U_2+\frac{P_2R+Q_2X}{U_2}\\&\quad+j\frac{P_2X-Q_2R}{U_2}\end{aligned} \tag{10-12}$$

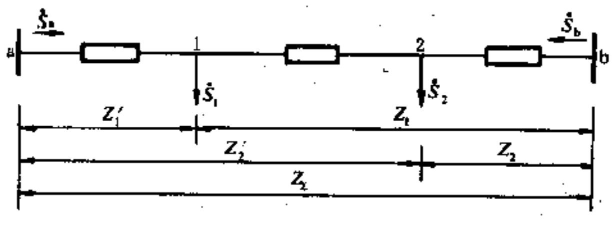


图 10-2 两端供电网络

若取 $\dot U_2$ 的电压相位角 $\delta_2=0$，则

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\delta_1 = \mathrm{tg}^{-1}\frac{\delta U}{U_2 + \Delta U} \tag{10-13}$$

以上公式中的功率是指三相功率，电压 U 为线电压。

这种简易计算方式对较长的电缆线路和 220kV 及以上架空线路就不太合适，那时必须计入导纳的影响。

两端供电网络的潮流分布。对两端供电电压大小相等、相位相同的两端供电网络的潮流分布可采用负荷距原则进行计算，计算得出的潮流亦称为自然功率分布，即

$$\dot{S}_a = \frac{\dot{S}_1\dot{Z}_1 + \dot{S}_2\dot{Z}_2}{\dot{Z}_{ab}} = \frac{\sum_1^n \dot{S}_m\dot{Z}_m}{\dot{Z}_{ab}} = \frac{\sum_1^n \dot{S}_m\dot{Z}_m}{\dot{Z}_\Sigma} \tag{10-14}$$

$$\dot{S}_b = \frac{\dot{S}_1\dot{Z}'_1 + \dot{S}_2\dot{Z}'_2}{\dot{Z}_{ab}} = \frac{\sum_1^n \dot{S}_m\dot{Z}'_m}{\dot{Z}_{ab}} = \frac{\sum_1^n \dot{S}_m\dot{Z}'_m}{\dot{Z}_\Sigma} \tag{10-15}$$

上述复数公式也可简化成以下实数运算

$$\frac{1}{\dot{Z}_{ab}} = \dot{Y}_{ab} = G_{ab} + \mathrm{j}B_{ab} \tag{10-16}$$

$$G_{ab} = \frac{R_{ab}}{R_{ab}^2 + X_{ab}^2} \tag{10-17}$$

$$B_{ab} = \frac{X_{ab}}{R_{ab}^2 + X_{ab}^2} \tag{10-18}$$

$$S_a = P_a + \mathrm{j}Q_a = (G_{ab} + \mathrm{j}B_{ab})\sum_1^n (P_m + \mathrm{j}Q_m)(R_m - \mathrm{j}X_m) \tag{10-19}$$

$$P_a = G_{ab}\sum_1^n (P_mR_m + Q_mX_m) + B_{ab}\sum_1^n (P_mX_m - Q_mR_m) \tag{10-20}$$

$$Q_a = -G_{ab}\sum_1^n (P_mX_m - Q_mR_m) + B_{ab}\sum_1^n (P_mR_m + Q_mX_m) \tag{10-21}$$

相应地可求得另一端的潮流为

$$P_b = G_{ab}\sum_1^n (P_mR'_m + Q_mX'_m) + B_{ab}\sum_1^n (P_mX'_m - Q_mR'_m) \tag{10-22}$$

$$Q_b = -G_{ab}\sum_1^n (P_mX'_m - Q_mR'_m) + B_{ab}\sum_1^n (P_mR_m + Q_mX_m) \tag{10-23}$$

求得两端的潮流后即可求得不计线路损耗的各段线路流动的潮流，从而得到某些节点由两侧向其流动的功率，这种节点称为功率分点。当有功、无功功率分点不重合时，通常用▼和▽分别表示有功功率和无功功率分点。

如网络中导线单位长度的参数完全相等，即如导线型号、截面积及杆塔结构型式相同，则上述公式更可简化为仅与线路长度有关，即

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\dot{S}_a=\frac{\sum_1^n \dot{S}_m l_m}{l_\Sigma} \tag{10-24}$$

$$\dot{S}_b=\frac{\sum_1^n \dot{S}_m l'_m}{l_\Sigma} \tag{10-25}$$

从而

$$P_a=\frac{\sum_1^n P_m l_m}{l_\Sigma} \tag{10-26}$$

$$Q_a=\frac{\sum_1^n Q_m l_m}{l_\Sigma} \tag{10-27}$$

$$P_b=\frac{\sum_1^n P_m l'_m}{l_\Sigma} \tag{10-28}$$

$$Q_b=\frac{\sum_1^n Q_m l'_m}{l_\Sigma} \tag{10-29}$$

式中 l_m、l'_m、l_Σ 分别为与 Z_m、Z'_m、Z_Σ 相对应的线路长度。

环形电网的潮流分布。环形电网中环路电压为零的单一环网相当于两端电压大小相等、相位相同的两端供电网络，亦可以把它在电源点打开成两端供电网络，然后按上述负荷距原则进行计算。

两端供电网络如电压大小不等、相位不同，则这种网络也可相当于环路电压不为零的单一环网。

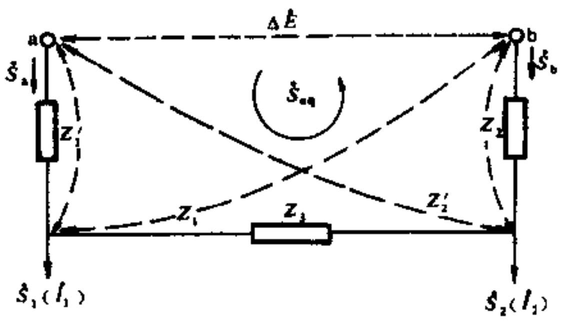


图 10-3 环路电压不为零的单一环网

如节点 a、b 之间存在电动势 $\Delta\dot{E}$，则可得回路方程式为

$$\Delta\dot{E}=Z'_1\dot{I}_a+Z_3(\dot{I}_a-\dot{I}_1)+Z_2(\dot{I}_a-\dot{I}_1-\dot{I}_2) \tag{10-30}$$

式（10-30）系假定流入节点电流为正方向。

以 $\dot{I}=\overset{*}{S}/\overset{*}{U}$ 代入，并令 $\dot{U}=U_N$，式（10-30）可改写为

$$U_N\Delta\dot{E}=Z'_1\overset{*}{S}_a+Z_3(\overset{*}{S}_a-\overset{*}{S}_1)+Z_2(\overset{*}{S}_a-\overset{*}{S}_1-\overset{*}{S}_2)$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

可得
$$\dot{S}_a=\frac{\dot{S}_1(\overset{*}{Z}_3+\overset{*}{Z}_2)+\dot{S}_2\overset{*}{Z}_2}{\overset{*}{Z}'_1+\overset{*}{Z}_2+\overset{*}{Z}_3}+\frac{U_N\Delta\overset{*}{E}}{\overset{*}{Z}'_1+\overset{*}{Z}_2+\overset{*}{Z}_3}$$
$$=\frac{\dot{S}_1\overset{*}{Z}_1+\dot{S}_2\overset{*}{Z}_2}{\overset{*}{Z}_\Sigma}+\frac{U_N\Delta\overset{*}{E}}{\overset{*}{Z}_\Sigma} \tag{10-31}$$
$$\dot{S}_b=\frac{\dot{S}_1\overset{*}{Z}'_1+\dot{S}_2\overset{*}{Z}_2'}{\overset{*}{Z}_\Sigma}-\frac{U_N\Delta\overset{*}{E}}{\overset{*}{Z}_\Sigma} \tag{10-32}$$

由式（10-31）和式（10-32）可知，两端电压不相等的两端供电网络中，其中流动的功率可看作迭加原理中两个功率分量的相加，即一个为两端电压相等时流动的功率，另一个为取决于两端不同电压差时产生的电动势 $\Delta\dot{E}$ 和环网总阻抗 $Z_\Sigma=Z'_1+Z_2+Z_3$ 的功率，这部分功率称环网循环功率 $\dot{S}_{eq}$（也称均衡功率）。其流向与假定电动势方向有关。其关系如式（10-33），即
$$S_{eq}=\frac{U_N\overset{*}{E}}{\overset{*}{Z}_\Sigma} \tag{10-33}$$

于是，式（10-31）和式（10-32）可改写为
$$\dot{S}_a=\frac{\sum_1^n\dot{S}_m\overset{*}{Z}_m}{\overset{*}{Z}_\Sigma}+\dot{S}_{eq} \tag{10-34}$$
$$\dot{S}_b=\frac{\sum_1^n\dot{S}_m\overset{*}{Z}'_m}{\overset{*}{Z}_\Sigma}-\dot{S}_{eq} \tag{10-35}$$

如果 $\Delta\dot{E}=0$，则式（10-34）、式（10-35）退化为式（10-14）和式（10-15）。

二、不同电压级并列运行的功率分布计算

在具有不同电压级的闭式环网（即电磁环网）中，实际上仍与环形电网的潮流分布相似，由于在环网中接入了几个电压级就必然存在着变压器元件，当变压器的变比不同时，将对电网的功率分布有一定的影响。



图 10-4 不同电压等级的闭式电网

对这种情况，计算电网的功率分布可以利用迭加原理。即利用上述公式，先求出环形电网包括变压器元件的潮流分布即自然功率分布。然后计算仅考虑变压器变比不同而引起的电动势 ΔE，从而在环形电网中产生均衡功率，将这两项计算结果迭加起来，就得到计及变压器变比的两种不同电压级的环网中的功率分布。如图 10-4 所示是一个不同电压等级的闭式电网，在这种电网环路中不仅串联着变压器阻抗，而且由于变比的不同在环路中还产生一个附加电动

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

势 ΔE。该电动势的计算仅考虑变压器变比，不计及负荷的作用、线路充电功率、变压器励磁功率，即线路、变压器均无电流通过也无电压降，也即 $U_A=U_B$，若 $U_C\neq U_D$，则存在开环电压

$$U_C=\frac{U_A}{k_1}=\frac{U_B}{k_1}=U_D\frac{k_2}{k_1} \tag{10-36}$$

如从开环点开始用该点电网的额定电压 U_e 进行计算，即 $U_D=U_e$，则开环处存在的电动势 ΔE 为

$$\Delta E=U_D-U_C=U_D-U_D\frac{k_2}{k_1}=U_e\left(1-\frac{k_2}{k_1}\right) \tag{10-37}$$

综上所述，在闭式电网中，任选一个参考点作为起始点以顺时针或逆时针方向沿环网绕一周，遇到升压变压器乘以变比，遇到降压变压器除以变比，这样回到原来参考点，就可列出计算不同电压环网因变压器变比不同而引起电动势 ΔE 的公式，若计算值为负值则说明与原假设环流方向相反。此外，此处计算仅适用于变压器连接组别相同，因连接组别不同而引起相位差别对潮流的影响，可参照本章第六节加压调压变压器部分的公式进行计算。

第四节　电网的功率损耗和电能损耗

一、功率损耗计算

计算一般输电线路的功率损耗，若已知线路的负荷电流时，则该段线路的有功功率和无功功率损耗分别为

$$\Delta P=3I^2R \tag{10-38}$$

$$\Delta Q=3I^2X \tag{10-39}$$

若已知该段线路的负荷功率时，则其有功功率和无功功率损耗分别可写作

$$\Delta P=\frac{S^2}{U^2}R=\frac{P^2+Q^2}{U^2}R=\left(\frac{P}{U\cos\varphi}\right)^2R \tag{10-40}$$

$$\Delta Q=\frac{S^2}{U^2}X=\frac{P^2+Q^2}{U^2}X=\left(\frac{P}{U\cos\varphi}\right)^2X \tag{10-41}$$

以上公式中 P、ΔP、φ、ΔQ 均为三相，U 为线电压。

若对特高压长线路有需要计及导纳支路功率，对 π 形电路每一端的电导损失及充电功率则可按下式计算

$$\Delta P_g-j\Delta Q_b=\frac{1}{2}GU^2-\frac{1}{2}jBU^2 \tag{10-42}$$

变压器的功率损耗主要是变压器绕组电阻上的铜损和绕组漏抗无功损耗，以及铁芯中有功损耗和励磁无功功率损耗。在计算潮流时，双绕组变压器用 Γ 形等值电路表示，变压

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

器励磁回路的电导和电纳一般接在电源侧。变压器绕组中的铜损和漏抗损耗与通过变压器的功率有关，变压器铁芯的有功损耗和励磁功率则与通过变压器的功率无关，仅与变压器的容量和所加的电压有关。计算双绕组变压器的功率损耗可采用式（10-43）及式（10-44），即

$$\Delta P_{\mathrm{T}}=\frac{S^2}{nS_{\mathrm{e}}^2}\times\frac{U_{\mathrm{e}}^2}{U^2}\Delta P_{\mathrm{c}}+n\Delta P_0\frac{U^2}{U_{\mathrm{e}}^2} \tag{10-43}$$

$$\Delta Q_{\mathrm{T}}=\frac{U_{\mathrm{k}}(\%)S^2}{100nS_{\mathrm{e}}}\times\frac{U^2}{U_{\mathrm{e}}^2}+n\,I_0(\%)S_{\mathrm{e}}\frac{U^2}{U_{\mathrm{e}}^2} \tag{10-44}$$

在不考虑电压变化的情况下，若取电压 $U\approx U_{\mathrm{e}}$，亦可简化改写为

$$\Delta P_{\mathrm{T}}=\frac{1}{n}\times\frac{P^2+Q^2}{U^2}R_{\mathrm{T}}+n\Delta P_0 \tag{10-45}$$

$$\Delta Q_{\mathrm{T}}=\frac{1}{n}\times\frac{P^2+Q^2}{U^2}X_{\mathrm{T}}+n_0^{I(\%)}S_{\mathrm{e}} \tag{10-46}$$

式中 n——变压器并列运行台数；

S_{e}——变压器的额定容量（MVA）；

S——变压器的总通过容量（MVA）；

U——变压器端电压（kV）；

U_{e}——变压器额定电压（kV）；

R_{T}——变压器电阻（Ω）；

X_{T}——变压器漏抗（Ω）；

ΔP_{c}——变压器的短路损耗（MW）；

ΔP_0——变压器的空载损耗（MW）；

$I_{0(\%)}$——变压器的空载电流（%）；

$U_{\mathrm{k}(\%)}$——变压器的短路电压（%）。

对三绕组和自耦变压器应根据每一绕组的电阻、漏抗及其通过容量分别计算，并计算其空载损耗和励磁功率。

$$\Delta P=\Delta P_0+\frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}R_{\mathrm{T1}}+\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}R_{\mathrm{T2}}+\frac{P_3^2+Q_3^2}{U_3^2}R_{\mathrm{T3}} \tag{10-47}$$

$$\Delta Q=I_0(\%)S_{\mathrm{e}}+\frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}X_{\mathrm{T1}}+\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}X_{\mathrm{T2}}+\frac{P_3^2+Q_3^2}{U_3^2}X_{\mathrm{T3}} \tag{10-48}$$

式中 R_{T1}、R_{T2}、R_{T3}——变压器各绕组的电阻值（Ω）；

X_{T1}、X_{T2}、X_{T3}——变压器各绕组的电抗值（Ω）；

P_1、P_2、P_3——各绕组通过的有功功率（MW）；

Q_1、Q_2、Q_3——各绕组通过的无功功率（Mvar）；

U_1、U_2、U_3——各绕组相应的计算电压（kV）。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

2.

二、电能损耗计算

电网中由于运行方式经常变化，因此各条线路及变压器通过功率也相应发生变化，其功率损耗也随时间而变化。在分析线路或系统运行的经济性时应该根据不同功率及其相应时间逐段进行计算以求得全年的电能损失 $\Delta A=\int_0^T \frac{P_t^2}{U_t^2(\cos\varphi_t)^2}R_t\mathrm{d}t$，这种计算虽较严格，但工作量较大，实用计算中一般采用最大负荷利用小时数 T_{max} 和损耗小时数 τ 的关系来计算。损耗小时数为全年电能损耗 ΔA 除以最大负荷时的功率损耗 ΔP_{max}。即 $\tau=\Delta A/\Delta P_{max}$，由公式可知 τ 不仅与 T_{max} 有关，并与线路、变压器等通过功率的功率因数有关。

表 10-2　　最大负荷利用小时数 T_{max} 与损耗小时数 τ 的关系表

T_{max} \ τ \ $\cos\varphi$	0.8	0.85	0.9	0.95	1.0
2000	1500	1200	1000	800	700
2500	1700	1500	1250	1100	950
3000	2000	1800	1600	1400	1250
3500	2350	2150	2000	1800	1000
4000	2750	2600	2400	2200	2000
4500	3150	3000	2900	2700	2500
5000	3600	3500	3400	3200	3000
5500	4100	4000	3950	3750	3600
6000	4650	4600	4500	4350	4200
6500	5250	5200	5100	5000	4850
7000	5950	5900	5800	5700	5600
7500	6650	6600	6550	6500	6400
8000	7400		7350		7250

电网中不同元件的年电能损耗可采用式（10-49）～式（10-55）进行计算。

1. 架空线路

$$\Delta A=\Delta P_{yp}\times 8760+\Delta P_{max}\tau \tag{10-49}$$

式中　ΔP_{yp}——年平均电晕损耗（MW）。

2. 电缆线路

$$\Delta A=\Delta P_{wj}\times 8760+\Delta P_{max}\tau \tag{10-50}$$

式中　ΔP_{wj}——电缆介质损耗（MW）。

3. 变压器

双绕组　$$\Delta A=\Delta P_0 T+\Delta P_c\frac{S^2}{S_e^2}\tau \tag{10-51}$$

三绕组　$$\Delta A=\Delta P_0 T+\Delta P_{c1}\frac{S_1^2}{S_e^2}\tau_1+\Delta P_{c2}\frac{S_2^2}{S_e^2}\tau_2+\Delta P_{c3}\frac{S_3^2}{S_e^2}\tau_3 \tag{10-52}$$

式中　T——变压器运行时间（h）。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

4. 同步调相机

$$\Delta A = 0.4\Delta P_e T_{max} + 0.1\Delta P_e \frac{Q^2}{Q_e^2} T_{max} \tag{10-53}$$

式中 ΔP_e——调相机额定容量时的功率损耗（MW）；

Q_e——调相机额定容量（MVA）；

Q——调相机最大运行容量（MVA）；

T_{max}——调相机最大运行时间（h）。

式（10-53）中有些是经验数据，如调相机的功率损耗 ΔP_e 一般可取（1%～1.5%）Q_e，与负荷无关的空载损耗可考虑取 $0.4\Delta P_e T_{max}$。

5. 电容器

$$\Delta A = 0.003 Q_c T \tag{10-54}$$

式中 Q_c——电容器容量（MVA）；

T——电容器运行时间（h）。

6. 电抗器

$$\Delta A = \Delta P_e T \tag{10-55}$$

式中 ΔP_e——额定电压下的功率损耗（MW）；

T——电抗器运行时间（h）。

第五节 电力系统电压调整

一、电力系统电压调整的必要性

电力系统中作为电能质量的重要指标是频率与电压，由于电力系统中运行方式千变万化，每个节点电压都不相同，用户对电压的要求也不一样，用户电压偏移过大将影响工农业生产产品的质量和产量，甚至损坏设备等。电压调整主要是对周期长、影响面较大的负荷因生产、生活气候变化引起电压变动给予控制，使电压偏移在允许范围之内。对冲击性或间歇性负荷引起电压波动的调压由于波及面小，当另作处理。

由于电力系统各点的电压水平高低直接反映了电力系统无功电源配置的多少，电力系统电压调整应在全系统的无功电源和无功负荷平衡的前提下进行。

二、电压质量及允许偏差标准

由于电力系统运行状态的缓慢变化，使电压发生偏移，其电压变化率小于每秒1%时的实际电压值与系统额定电压值之差称为电压偏移，也称电压偏差。电力系统一般运行方式时各点电压的偏差范围用额定电压的百分数表示，根据我国原能源部标准，可归纳为下列几点：

（1）500（330）kV 母线，正常运行方式时，最高运行电压不得超过系统额定电压的+10%，最低运行电压不应影响电力系统稳定。

（2）发电厂和 500kV 变电所的 220kV 母线，电压允许偏差在正常运行方式时，为系统额定电压的 0～+10%；在事故运行方式时为系统额定电压的−5%～+10%。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(3) 发电厂和 220 (330) kV 变电所的 110～35kV 母线，电压允许偏差在正常运行方式时，为系统额定电压的－3%～＋7%；在事故运行方式时为系统额定电压的±10%。

(4) 35kV 及以上用户的电压变动幅度，应不大于系统额定电压的 10%。其电压允许偏差值，应在额定电压的 90%～110%范围内。

(5) 10kV 用户的电压允许偏差值，为系统额定电压的±7%。

(6) 380V 用户的电压允许偏差值，为系统额定电压的±7%。

(7) 220V 用户的电压允许偏差值，为系统额定电压的＋5%～－10%。

三、电力系统中枢点电压控制

由于电力系统结构复杂，如对每个用电设备电压都进行监视和调整，不仅没有可能，而且也没有必要，但可通过监视、调整电压中枢点的电压来实现电压控制。电压中枢点应能反映系统电压水平，且这些点的电压质量符合要求时，其他各点的电压质量基本上也能满足要求。中枢点通常选择在：①区域性水、火电厂的高压母线；②枢纽变电所的二次母线；③有大量地方性负荷的发电厂母线。

在电力系统规划设计时，一般认为中枢点供电负荷的变化规律大致相似，考虑到高峰负荷时供电线路上电压损失大，将中枢点电压适当升高以抵偿部分或全部电压损失的增大；低谷负荷时供电线路上电压损失小，将中枢点电压适当降低以抵偿部分或全部电压损失的减小，从而满足负荷对电压质量的要求。这种高峰负荷时升高电压，低谷负荷时降低电压的电压调整方式称"逆调压。"另外就是在高峰负荷时允许中枢点电压略低；低谷负荷时，允许中枢点电压略高，这种调压方式称为"顺调压。"还有介于两种调压方式之间的，即在任何负荷下都保持中枢点电压为基本不变的数值，这种称为"常调压。"

3 种调压方式的控制参考标准如表 10-3 所示。

表 10-3　　电力系统中枢点电压控制参考标准(%)

调压方式	最大负荷时	最小负荷时
逆　调　压	105	100
常　调　压	102.5	102.5
顺　调　压	102.5	107.5

以上是系统正常运行时的调压要求。当系统中发生故障时，通常允许故障时的电压偏移较正常时再增大 5%。

第六节　电力系统的主要调压措施

一、电力系统的主要调压措施

电力系统中电压的调整措施需根据具体情况而定，一般可概括为以下 3 个方面：

(1) 改变无功功率进行调压，如发电机、调相机、并联电容器、并联电抗器、静止补偿器进行调压；

(2) 改变有功功率和无功功率的分配进行调压，如改变变压器分接头或调压变压器进

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

行调压。离大电源较近的降压变电所，改变其分接头确能调整变压器低压侧的电压，但这时无功功率变化很小（不计负荷静特性，高压侧电压基本上维持不变）。

（3）改变网络参数进行调压，如串联电容器，改变并列运行变压器的台数进行调压。

二、改变发电机端电压进行调压

同步发电机可在额定电压的95%～105%范围内保持以额定出力运行，在以发电机电压直接向用户供电的中小系统中，一般供电线路不长，线路上电压损失不大，用调节发电机励磁、改变发电机母线电压，能实现各种调压方式以满足负荷对电压质量的要求。这种调压措施在多电源、多级电压的电力系统中就很难满足负荷对电压的要求。

发电机进相运行调压。发电机进相运行调压是指发电机工作在欠励磁运行状态，发电机此时发出有功而吸收无功，以此来降低系统电压。一般在超高压输电线路和电缆线路中，由于长度增加，电网产生的容性无功功率相应增大，从而在电网的某些点出现过高的电压，这就要求影响这些点电压的发电机能吸收多余的无功来调节电压。发电机进相运行，即欠励磁运行，功率因数呈超前运行，这种运行方式有可能引起发电机定子铁芯端部发热，此外在发电机进相运行时，在一定的有功出力下，由于励磁减小，发电机空载电动势降低，功率角逐渐增大，从而使稳定度相应降低。目前制造厂对发电机的进相运行范围都有规定，但在实际运行中还应按《发电机运行规程》加以实施。

发电机改为调相机运行调压。在系统中无功补偿不足会引起电压水平下降，而有些发电机组效率低不宜作为正常发电运行，因而把汽轮发电机与汽轮机拆开作为调相机运行，以补偿系统无功缺乏并调整电压。

水轮发电机同样可以进相运行调压。另外，由于水轮发电机是凸极式同步发电机，与同步调相机特性相似，改变运行方式作调相运行较易实现。如担任系统调峰的水轮发电机可在系统高峰负荷时担任发电、主要满足系统有功负荷需要；而在系统低谷负荷时，水轮发电机不发或发少量有功功率，根据系统需要可迅速转为调相运行，为系统调压服务。

三、同步调相机调压

在电力系统某些枢纽点或超高压长距离输电线路中，为补偿无功不足并调整系统电压而设置调相机进行调压。调相机调压具有调压比较平稳的优点，一般在欠励磁运行时，其调节容量约为过励磁运行时调节容量的50%～60%。

同步调相机具有自动励磁调节装置，能自动维护系统电压，尤其在装有强行励磁装置时，若系统发生故障电压下降，也能调整系统电压，使系统维持一定电压水平，以提高系统稳定。但其投资较大，且因是旋转设备，经常维护费用和功率损耗也较大。因此，需经论证后在技术经济上均有利时方能采用。

四、并联补偿调压

1. 并联电容器补偿调压

在负荷点装设并联电容器从而提高负荷点的功率因数，减少通过输电线上的无功功率，以达到减小输电线的电压损失和调整电压的目的。显然这种调压措施一般都在负荷端无功电源不足、负荷功率因数较低和输电线路较长时才考虑采用。

图10-5所示为线路负荷端未装设并联电容补偿及装设并联电容补偿时的潮流和相量

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

图。装设并联电容补偿后线路的无功由 Q_1 减少到 Q_1-Q_c，末端电压由 $\dot{U}_2$ 升到 U'_2，其升高的数值 $\Delta\dot{U}$ 为

$$\begin{aligned}
\Delta\dot{U} &= \dot{U}'_2 - \dot{U}_2 \\
&= \dot{U}_1 - \Delta\dot{U}'_1 - (\dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_1) \\
&= -\frac{P_1R+Q_1X}{U_1} + \mathrm{j}\frac{P_1X-Q_1R}{U_1} \\
&\quad - \left[\frac{P_1R+(Q_1-Q_c)X}{U_1} + \mathrm{j}\frac{P_1X-(Q_1-Q_c)R}{U_1}\right] \\
&= \frac{Q_cX}{U_1} - \mathrm{j}\frac{Q_cR}{U_1}
\end{aligned} \tag{10-56}$$

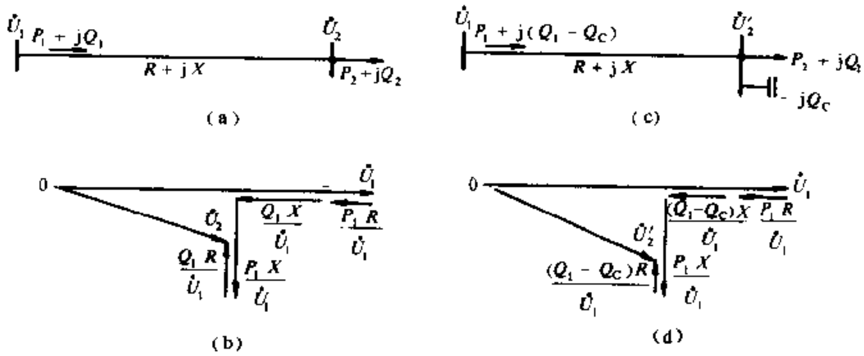


图 10-5 并联电容补偿前及补偿后的潮流和电压相量图

(a) 补偿前的潮流；(b) 补偿前的电压相量；

(c) 补偿后的潮流；(d) 补偿后的电压相量

由式 (10-56) 也可根据调压要求近似地选择并联电容器的容量

$$Q_c = \frac{(\dot{U}'_2 - \dot{U}_2)U_1}{X - \mathrm{j}R} \tag{10-57}$$

忽略电压降的横向分量则有

$$Q_c = \frac{(U'_2 - U_2)U_1}{X} \tag{10-58}$$

并联电容器补偿调压，由于是许多并联电容器组成，容量可以按需要组成，且可分组连接，根据需要进行投切，并联电容器单位容量的投资费用较小，运行时功率损耗也较小，约为额定容量的 0.3%，因此在无功不足地区得到广泛的应用。但由于并联电容器的无功出力与连接点的电压平方成正比，即

$$Q_c = \frac{U^2}{X_c} = \frac{U^2}{1/\omega_c} \tag{10-59}$$

式中 $X_c=1/\omega_c$——电容器的容抗。

所以当连接点电压下降或电网发生故障引起电压下降时，则其无功出力反而减少，结

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

果将引起电网电压继续下降。这是静电电容器调压特性的缺点。

2. 并联电抗器补偿调压

用并联电抗器进行调压，其特性正好和并联电容器相反，并联电抗器补偿调压主要是由于电网中无功功率过多，引起电压过高，如城市电网中电缆的充电无功功率较大，引起电网某些点电压过高，因此需要装设并联电抗器吸收无功。

并联电抗器有单相式、三相式；干式空气芯及油浸等型式。根据需要一般接于低压母线侧或三绕组变压器低压侧。

在500kV等超高压变电所中为了吸收无功功率进行调压，在三绕组变压器低压侧也分组连接并联电抗器，根据运行需要进行分组投切来进行调压。

在330、500kV等超高压输电系统中为了解决过电压问题，将并联电抗器直接接于330、500kV线路的末端或中间，以吸收线路上的充电功率，并降低超高压长线路在空载充电或轻负荷时的末端电压，从而起到调压作用，但高压并联电抗器主要目的还是防止过电压。

3. 静止补偿器（SVC）型式及调压

静止补偿器也称可控静止无功补偿器，主要是将可控的电抗器或静电电容器构成不同组合并联使用，利用电抗器和电容器可吸收和产生无功功率的特性，在电网连接点根据负荷变动进行电压调节，从而使该节点电压维持一定水平，增强电力系统稳定。另外对限制系统过电压、消除次同步谐振、修正不平衡负荷均有一定作用。

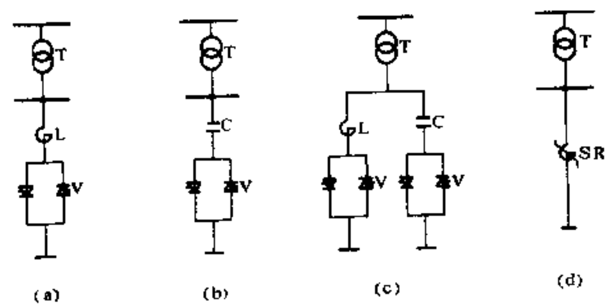


图 10-6 静止补偿器的分类

(a) 晶闸管控制电抗器型（TCR）；(b) 晶闸管投切电容器型（TSC）；(c) 晶闸管控制电抗器型和晶闸管投切电容器并存（TCR/TSC）；(d) 饱和电抗器型（SR）

目前静止补偿器在应用上连接形式不尽相同，但大致可分为4种类型：①晶闸管控制电抗器型（TCR）；②晶闸管投切电容器型（TSC）；③晶闸管控制电抗器型和晶闸管投切电容器型并存（TCR/TSC）；④饱和电抗器型（SR）。

这4种型式是基本型式，还可以根据连接点的负荷及需要组成其他不同的连接型式。4种型式的原理图分别如图10-6（a）、（b）、（c）、（d）所示。

由于静止无功补偿器中的晶闸管设备和电抗器装置在运行中会产生高次谐波，因此，需把部分电容器接成高次谐波滤波器，一般是3、5、7、11次滤波器。

静止补偿器调压的优点是：调节平滑、迅速，动态特性好，功率损耗较小，运行维护量较小，可靠性较高。缺点是价格较贵。

至于静止补偿器的各种接线及特性可参见附录10-1。

五、改变变压器分接头进行调压

（一）固定分接头变压器

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一般双绕组普通变压器的高压绕组及三绕组变压器的高压和中压绕组上抽出几个分接头以供调压之用。我国一般除额定接头外，调压范围按每档5%及每档2.5%构成3档及5档分接头。在选择变压器分接头时，一般要考虑以下几个问题：

(1) 选出的分接头，应使二次母线实际电压不超过上、下允许的偏移范围，并考虑电力系统10～15年发展的需要。

(2) 区域性的大型电厂的升压变压器的分接头一般应放在较高位置。

(3) 地区性的受端电厂变压器分接头应保证发电机有最大的有功、无功出力。

(4) 一般降压变压器的分接头选择仅考虑最大负荷及最小负荷两种运行方式。

(5) 一般在无功电源充足的系统中，应使电力系统的电压维持在较高水平运行，用户的电压亦尽可能在较高水平运行，以减少电网的功率损耗。

1. 双绕组降压变压器分接头的选择

$$U_T = (U_1 - \Delta U_T)\frac{U_{2e}}{U_2} \tag{10-60}$$

$$U'_T = (U'_1 - \Delta U'_T)\frac{U_{2e}}{U'_2} \tag{10-61}$$

式中 U_1、U'_1——最大和最小负荷时高压侧实际电压 (kV)；

ΔU_T、$\Delta U'_T$——最大和最小负荷时变压器电压损失（归算到高压侧）(kV)；

U_{2e}——降压变压器二次侧额定电压 (kV)；

U_2、U'_2——最大和最小负荷时低压侧要求的电压 (kV)；

U_T、U'_T——最大和最小负荷时按低压侧要求算得的变压器分接头电压 (kV)。

由于普通变压器只能选定一个分接头，一般取 U_T 及 U'_T 的平均值，即分接头的值为

$$U_{TP} = \frac{U_T + U'_T}{2} \tag{10-62}$$

根据选定的分接头 U_{TP} 再校验最大、最小负荷实际低压侧电压是否满足要求。

2. 三绕组降压变压器分接头的选择

根据变压器各侧功率的传送容量，选择某两侧计算其一侧的分接头，据此再进行第三侧的核算，如先用高、低二侧计算高压侧分接头，再用中压侧分接头进行校核。

(1) 用高、低二侧计算高压侧分接头

$$U_{T1} = (U_1 - \Delta U_{T1} - \Delta U_{T3})\frac{U_{3e}}{U_3} \tag{10-63}$$

$$U'_{T1} = (U'_1 - \Delta U'_{T1} - \Delta U'_{T3})\frac{U_{3e}}{U'_3} \tag{10-64}$$

式中 U_1、U'_1——最大和最小负荷时高压侧实际电压 (kV)；

U_{T1}、U'_{T1}——最大和最小负荷时按低压侧要求算得的变压器高压侧分接头电压 (kV)；

ΔU_{T1}、$\Delta U'_{T1}$——最大和最小负荷时高压侧电压损失（归算到高压侧）(kV)；

ΔU_{T3}、$\Delta U'_{T3}$——最大和最小负荷时低压侧电压损失（归算到高压侧）(kV)；

U_3、U'_3——最大和最小负荷时低压侧要求的电压 (kV)；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

U_{3e}——变压器低压侧额定电压（kV）。

普通三绕组变压器高压侧的分接头为

$$U_{T1P}=\frac{U_{T1}+U'_{T1}}{2} \tag{10-65}$$

（2）按中压侧校验分接头。

中压侧分接头确定

$$U_{T2}=\frac{U_{T1P}}{K_{12}} \tag{10-66}$$

$$U'_{T2}=\frac{U_{T1P}}{K'_{12}} \tag{10-67}$$

其中

$$K_{12}=\frac{U_1-\Delta U_{T1}-\Delta U_{T2}}{U_2}$$

$$K'_{12}=\frac{U'_1-\Delta U'_{T1}-\Delta U'_{T2}}{U'_2}$$

式中 U_2、U'_2——中压侧要求得到的电压（kV）；

K_{12}、K'_{12}——最大和最小负荷时高中压之间电压要求的比值；

ΔU_{T2}、$\Delta U'_{T2}$——最大和最小负荷时中压侧电压损失（归算到高压侧）（kV）。

U_{T2}，U'_{T2}，为最大和最小负荷时中压侧所选分接头，所以中压侧宜选分接头的值为

$$U_{T2P}=\frac{U_{T2}+U'_{T2}}{2} \tag{10-68}$$

中压侧实际分接头宜与此相接近。最后应对所选之高、中压侧分接头进行校验。

3．升压双绕组变压器分接头的选择

在绝缘水平允许的情况下，应尽量提高一次系统的电压水平，并使发电机无功出力得到充分合理的利用。

$$U_T=(U_1+\Delta U_T)\frac{U_{Te}}{U_G} \tag{10-69}$$

$$U'_T=(U'_1+\Delta U'_T)\frac{U_{Te}}{U'_G} \tag{10-70}$$

式中 U_1、U'_1——最大和最小负荷时发电机升压变压器高压侧的实际电压（kV）；

U_{Te}——变压器低压侧额定电压（kV）；

U_G、U'_G——最大和最小负荷时要求的发电机端电压（kV）；

U_T、U'_T——最大和最小负荷时高压侧分接头电压。

宜选分接头的值为

$$U_{TP}=\frac{U_T+U'_T}{2} \tag{10-71}$$

（二）有载调压变压器

有载调压变压器有 2 种，一种是本身就具有调压绕组的有载调压变压器；另一种是带有附加调压器的加压调压变压器（如纵向、横向调压变压器等）。

由于普通变压器调节固定分接头都要变压器停运后才能调整，当负荷变化很大或用户

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

对电压波动要求较高时，变压器的固定分接头不能满足要求，就需要采用有载调压变压器，这种变压器的高压侧除主绕组外，还有一可调节分接头的调压绕组，可以在带负荷情况下手动或电动操作改变分接头的位置，也能实行远方操作，便于实现自动调压，调压范围较大，一般为15%以上。

有载调压变压器的原理接线如图10-7所示。

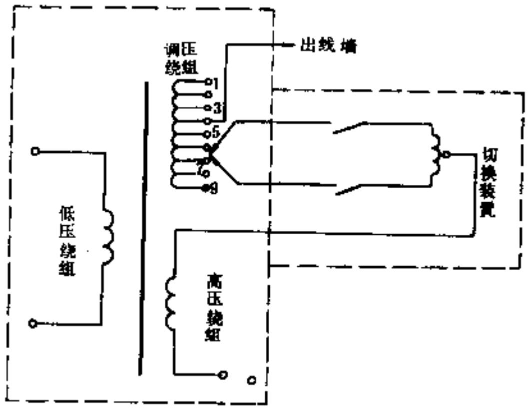


图 10-7 有载调压变压器的原理接线

（三）加压调压变压器

这是一种串接于主变压器引出线上的加压调压设备，采用不同的接法，可以改变主变压器引出线端电压大小和其相角。加压调压变压器有3种类型。

1. 纵向调压变压器

纵向调压变压器只能改变线路主电压的大小，不能改变电压的相角，其原理接线及电压相量图如图10-8所示。

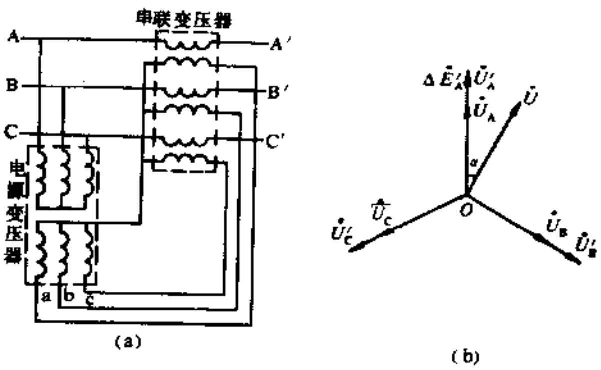


图 10-8 纵向调压变压器

(a) 原理接线图；(b) 相量图

当纵向调压变压器装在环状网路中时，将在环路中产生均衡功率

$$
\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_{eq} &= \dot{U}\dot{I} \\
&= \frac{\Delta E' e^{-j\alpha}}{Z e^{-j\theta}} U e^{j\alpha} = \frac{\Delta E' U e^{j\theta}}{Z} \\
&= \frac{\Delta E' U}{Z}\cos\theta + j\frac{\Delta E' U}{Z}\sin\theta \\
&= \frac{\Delta E' U R}{Z^2} + j\frac{\Delta E' U X}{Z^2} \\
&= \Delta P_{eq} + j\Delta Q_{eq} \qquad (10\text{-}72)
\end{aligned}
$$

式中 $\Delta\dot{S}_{eq}$——环网中的均衡功率；

$\Delta E' e^{j\alpha}$——环网中的附加电动势；

$Z\angle\theta$——环网中的阻抗；

α——线路主电压与参考电压 $\dot{U}$ 的相角差，由式（10-72）可见 ΔP 和 ΔQ 与 α 无关；

ΔP_{eq}——均衡功率的有功分量，$\Delta P_{eq}=\frac{\Delta E' U R}{Z^2}$；

ΔQ_{eq}——均衡功率的无功分量，$\Delta Q_{eq}=\frac{\Delta E' U X}{Z^2}$。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

由式（10-72）可知，当纵向调压变压器装在架空线路组成的环路中时，由于线路感抗 X 比电阻 R 大很多，因此产生的均衡功率的无功分量 ΔQ_{eq} 比有功分量 ΔP_{eq} 也大很多，即纵向调压变压器主要影响环路中的无功功率分布。当纵向调压变压器装在电缆组成的环路中时，由于电缆线路的感抗 X 较电阻 R 小很多，因此产生的均衡功率的无功分量 ΔQ_{eq} 较有功分量 ΔP_{eq} 小很多，此时的纵向调压变压器主要影响环路中的有功功率分布。

2. 横向调压变压器

横向调压变压器只产生横向电动势，即加压绕组中的电动势与线路电压有 90°的相角差。横向调压变压器的原理接线及电压相量图如图 10-9 所示。

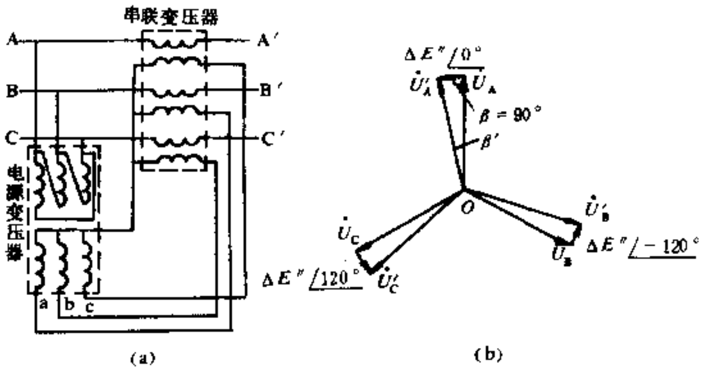


图 10-9 横向调压变压器

(a) 原理接线图；(b) 相量图

如 U 为线路主电压，$\Delta\dot{E}''$ 为加压绕组中的横向电动势，它与 U 的相角差是 90°。从图 10-9 中可以看出，调压后的电压 U'_A 较调压前的电压 U_A 超前 β' 度角，电压幅值却改变甚小，同理，如果 $\Delta E''$ 极性相反，即当 $\Delta\dot{E}''$ 滞后 $\dot{U}$ 90°时，调压后的电压将比调压前的电压滞后 β' 度，电压幅值变化也甚小。

当横向调压变压器装在环形网络中时，将在环路中产生均衡功率，即

$$\begin{aligned}\Delta\dot{S}_{eq} &= \dot{U}\,\overset{*}{I} = \frac{\Delta E''e^{-j(\alpha+\beta)}}{Ze^{-j\theta}}Ue^{j\alpha}\\ &= \frac{\Delta E''U}{Z}e^{j(\theta-\beta)} = \frac{\Delta E''U}{Z}e^{j(\theta-90^\circ)}\\ &= \frac{\Delta E''U}{Z}\sin\theta - j\frac{\Delta E''U}{Z}\cos\theta\\ &= \frac{\Delta E''UX}{Z^2} - j\frac{\Delta E''UR}{Z^2}\\ &= \Delta P_{eq} - j\Delta Q_{eq}\end{aligned} \tag{10-73}$$

式中 ΔP_{eq}——均衡功率的有功分量，$\Delta P_{eq}=\dfrac{\Delta E''UX}{Z^2}$；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

ΔQ_{eq}——均衡功率的无功分量，$\Delta Q_{eq}=\dfrac{\Delta E''UR}{Z^2}$；

$Z\angle\theta$——环形网络的阻抗，$Z\angle\theta=R+jX$。

从式（10-73）可以看出，与纵向调压变压器的作用相反，横向调压变压器装在架空线组成的环形网络中时，主要影响环路中的有功功率分布；装在电缆组成的环形网络中时，主要影响环路中的无功功率分布。

3. 混合型调压变压器

混合型调压变压器的加压绕组中的电动势和线路主电压的相角差不等于 90°，因此，它既能改变线路主电压的大小，又能改变其相角差。图 10-10 是混合型调压变压器的原理接线及相量图，由图 10-10 可知，调压后的电压较调压前的电压大小和相位都有变化。

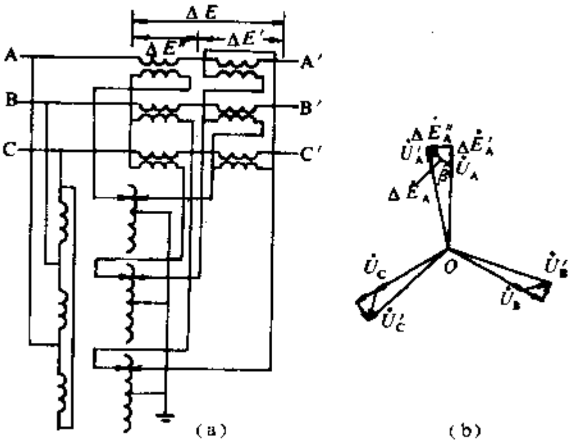


图 10-10　混合型调压变压器

(a) 原理接线图；(b) 相量图

混合型调压变压器装在环形网络中时，将在环路中产生均衡功率，即

$$
\begin{aligned}
\Delta\dot{S}_{eq} &= \frac{\Delta E e^{-j(\alpha+\beta)}Ue^{j\alpha}}{Ze^{-j\theta}} = \frac{\Delta E U e^{j(\theta-\beta)}}{Z} \\
&= \frac{(\Delta E' - j\Delta E'')Ue^{j(\theta-\beta)}}{Ze^{-j\beta}} = \frac{(\Delta E' - j\Delta E'')Ue^{j\theta}}{Z} \\
&= \frac{(\Delta E' - j\Delta E'')(\cos\theta + j\sin\theta)U}{Z} \\
&= \left(\frac{\Delta E'UR}{Z^2} + \frac{\Delta E''UX}{Z^2}\right) + j\left(\frac{\Delta E'UX}{Z^2} - \frac{\Delta E''UR}{Z^2}\right) \\
&= \Delta P_{eq} + j\Delta Q_{eq}
\end{aligned}
\tag{10-74}
$$

式中　ΔP_{eq}——均衡功率的有功分量，$\Delta P_{eq}=U\left(\dfrac{\Delta E'R}{Z^2}+\dfrac{\Delta E''X}{Z^2}\right)$；

ΔQ_{eq}——均衡功率的无功分量，$\Delta Q_{eq}=U\left(\dfrac{\Delta E'X}{Z^2}-\dfrac{\Delta E''R}{Z^2}\right)$；

$Z\angle\theta$——环网中的阻抗，$Z\angle\theta=R+jX$。

如果已知环形网络的均衡功率，则可由式（10-74）求出调压变压器所需要的电动势，即

$$\Delta E' = \frac{\Delta P_{eq}R + \Delta Q_{eq}X}{U} \tag{10-75}$$

$$\Delta E'' = \frac{\Delta P_{eq}X - \Delta Q_{eq}R}{U} \tag{10-76}$$

六、串联补偿调压

电网可采用串联电容器来补偿输电线路电抗、改变线路参数从而起到调压作用。由于串联电容补偿了输电线的电抗；所以在超高压输电系统中就用作提高输电系统稳定的措施。一般在 220kV 及以上的输电系统中，是起到提高电力系统稳定的作用；而在 220kV 以下的

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

输电系统中都用来提高受端电压。例如在110kV和35kV及以下的线路上，主要用在负荷波动大、负荷功率因数又很低的配电线路上，串联电容补偿不仅能提高电压，而且其调压效果能够随负荷的大小而改变，所以特别适用于负荷变动较大的电弧炉、电气牵引、电焊机等负荷的调压。

1. 串联电容补偿的调压原理

串联电容补偿的调压原理是将电容器串联在线路上以降低线路电抗值，即改变线路参数达到调压目的。

图10-11（a）为线路末装设串联电容补偿时的潮流、电压相量图，送端电压为$\dot{U}_1$，末端电压为$\dot{U}_2$，负荷为P_2+jQ_2，则$\dot{U}_2$为

$$\dot{U}_2=\sqrt{\left(\dot{U}_1-\frac{P_1R+Q_1X}{\dot{U}_1}\right)^2+\left(\frac{P_1X-Q_1R}{\dot{U}_1}\right)^2} \tag{10-77}$$

图10-11（b）为线路安装串联电容补偿后的潮流、电压相量图，送端电压为$\dot{U}_1$，负荷为P_2+jQ_2，则线路末端电压U_2'为

$$\dot{U}_2'=\sqrt{\left[\dot{U}_1-\frac{P_1R+Q_1(X-X_C)}{\dot{U}_1}\right]^2+\left[\frac{P_1(X-X_C)-Q_1R}{\dot{U}_1}\right]^2} \tag{10-78}$$

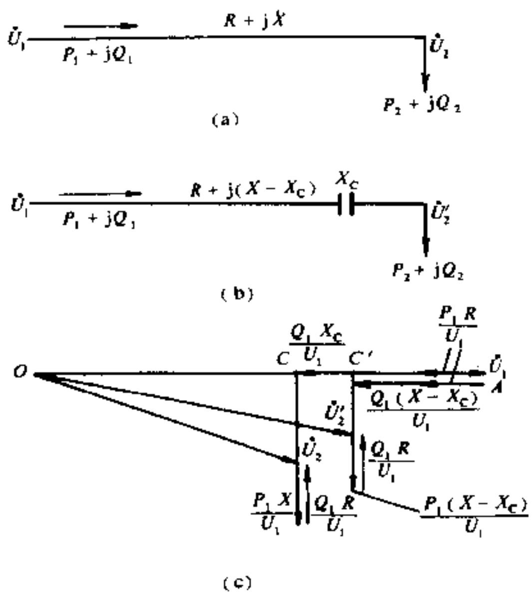


图10-11 串联电容补偿时的潮流、电压相量图
（a）装设串联电容补偿前；（b）装设串联电容补偿后；（c）电压相量

由式（10-77）及式（10-78）及电压相量图可知，对调压起主要作用的分量是纵向分量，即无功功率Q_1输送越多，调压效果越好。

2. 串联电容补偿的补偿度

串联电容补偿的补偿度K是线路上补偿的容抗X_C与该条线路的全电抗X的比值，当$X_C=X$，即$K=1$时，这时的补偿叫全补偿。当$X_C>X$，即$K>1$时，叫过补偿。但当K值达到一定值时在电力系统中会产生铁磁谐振或电机自励磁现象，有时还可能产生低频振荡。因此在考虑补偿度时必须根据系统的具体情况，选择合适的补偿度。

3. 串联电容补偿的容量

根据线路的调压要求，可求得串联电容器电抗X_C的大小，从而可求得串联补偿电容器的容量Q_C为

$$Q_C=3I^2X_C \tag{10-79}$$

式中 I——通过串联电容补偿的最大负荷电流。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

根据最大负荷电流和采用的串联电容器的额定电流，就可求得串联电容器的并联组数 n

$$n = I/I_{eC} \tag{10-80}$$

式中 I_{eC}——每组串联电容器的额定电流。

在并联组数决定后，即可求得串联电容器的串联台数 m

$$m = \frac{nX_C}{X_{eC}} \tag{10-81}$$

式中 X_C——每相串联电容器的总容抗；

X_{eC}——每台串联电容器的容抗。

n、m 的值取整数。

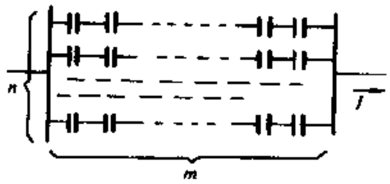


图 10-12 串联电容器的组合

4. 串联电容补偿的安装地点

串联电容补偿从调压的角度考虑，其安装地点与负荷分布、电源分布等有关。在单电源的线路上，当负荷集中在线路末端时，可将串联电容补偿安装在线路末端，以避免装在始端时引起送端电压过高及通过电容器的短路电流增大，如图 10-13 (a) 所示。当负荷沿线路均匀分布时，一般可安装在距送电端约 $\frac{1}{3}\sim\frac{1}{2}$ 处，如图 10-13 (b) 所示，在多电源的线路上，宜安装在线路中间，因装在线路两端时，有可能会引起继电保护误动作。

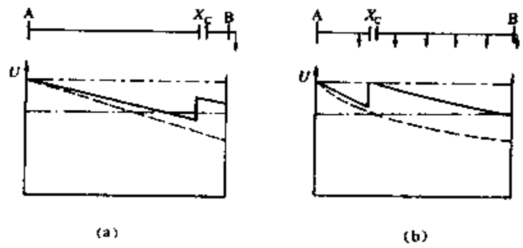


图 10-13 串联电容补偿地点与电压分布

(a) 负荷集中在线路末端；(b) 沿线路有若干个负荷

------—未装串联电容器时的电压；

—·—·— 希望达到的最低电压；

———— —装串联电容器后的电压；

—— —— —线路始端电压

5. 并联电容补偿与串联电容补偿的比较

(1) 调压。由于并联电容器容量与电压平方成正比，因而当系统电压下降时，调压效果就显著下降；当系统电压上升时，调压效果就显著增大。也即并联电容补偿是以补偿线路流通的无功功率进行调压。串联电容补偿则是直接补偿线路电抗进行调压的，故减少线路电压降的作用比较显著。因此，串联电容器适用于电压波动频繁的场合，但串联电容器的这种优越性将随着负荷本身功率因数的提高而逐渐减少。

(2) 减少线损。从减少线损方面比较，并联电容补偿要比串联电容补偿优越得多，因并联电容补偿减少线路上流通的无功功率，起到直接减少线路有功功率损耗的作用。串联电容补偿则主要借提高线路的电压水平来减少线路有功功率损耗。一般在装设电容器容量相等的情况下，并联电容补偿比串联电容补偿在减少线路有功功率损耗方面作用较大。

用并联电容补偿来减少线损的复功率可以式 (10-82) 计算

$$\Delta\dot{S} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2}(R + jX) - \frac{P_1^2 + (Q_1 - Q_C)^2}{U_1^2}(R + jX)$$

$$= \frac{2Q_1Q_C - Q_C^2}{U_1^2}(R + jX) \tag{10-82}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

七、有关调压的一些原则

电力系统的调压一般应在电力系统的无功分层分区得到基本平衡的情况下进行。经过调相调压计算，电力系统在各种运行方式下变电所母线的运行电压不符合电压质量标准时，首先应研究增加无功补偿设备来满足电压质量标准。有关调压的一些原则概略叙述如下：

（1）220kV 及以下电压等级的变电所中，在主变压器最大负荷时，其二次侧的功率因数，220kV 侧应在 0.95～1；35～110kV 侧应在 0.9～1。高压供电的工业用户功率因数为 0.9 以上，农业用电功率因数为 0.8 以上。

（2）变电所的并联电容器组应具备频繁投切功能。

（3）330～500kV 的超高压电网和电缆电网，应按无功分层就地平衡的基本要求配置高、低压并联电抗器，以补偿超高压线路及电缆的充电功率，超高压电网在一般情况下，高、低压并联电抗器的总容量不宜低于线路充电功率的 90%。高、低压并联电抗器的容量分配应按系统的条件和特点全面研究解决。

（4）直接接入 330～500kV 电网又处于送端的发电机功率因数，一般不低于 0.9；处于受端的发电机功率因数，为 0.85～0.9。其他发电机的功率因数可按 0.80～0.85 考虑。

（5）发电机吸收无功的能力。新建机组应具备在有功功率为额定值时，功率因数进相 0.95 运行的能力。对已运行的发电机，应根据试验结果予以应用。

（6）水轮发电机的调相。远离负荷中心的，一般不考虑调相。处在受端系统内的，经技术经济比较认为合理时才设置调相设施进行调相。

（7）发电厂经长距离输电到一个较强的受端系统时，为缩短线路的电气距离，宜选用串联电容器，其补偿度一般不宜大于 50%，并应防止次同步谐振等。

（8）新装调相机组应具有长期吸收 70%～80%额定容量的无功功率的能力。

（9）当 220～500kV 电网的受端系统短路容量不足和长距离送电线路中间缺乏电压支持时，为提高输送容量和稳定水平，经技术经济比较合理时，可采用调相机或静止补偿器。

（10）升压变压器高压侧的额定电压在 220kV 及以下电压等级中，宜选用 1.1 倍系统额定电压。330、500kV 级变压器高压侧的额定电压，宜经计算论证，确定其额定电压值。

（11）降压变压器高压侧的额定电压，宜选系统额定电压。中压侧和低压侧的额定电压，宜选 1.05 倍系统额定电压。

（12）330、500kV 级降压变压器宜选用无励磁调压型，经调压计算论证确有必要且技术经济比较合理时，可选用有载调压型。

（13）发电厂的联络变压器，经调压计算论证有必要时，可选用有载调压型。

（14）直接向 10kV 配电网供电的降压变压器，应选用有载调压型。经调压计算，仅此一级调压尚不能满足电压控制的要求时，可在其电源侧各级降压变压器中，再采用一级有载调压型变压器。对 110kV 及以下的变压器，宜考虑至少有一级电压的变压器采用带负荷调压方式。

（15）自耦变压器需有载调压时，宜采用中压侧线端调压。

另外，当发电厂、变电所的母线电压超出允许偏差范围时，首先应按无功功率分层、分区就地平衡的原则，调节发电机和无功补偿设备的无功出力。若电压质量仍不符合要求时，

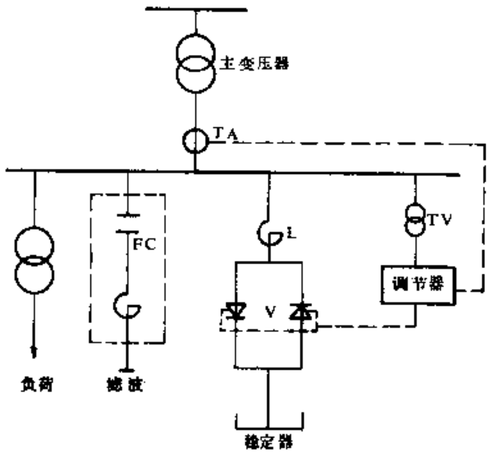
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

再调整相应有载调压变压器的分接开关位置，使电压恢复到合格值。

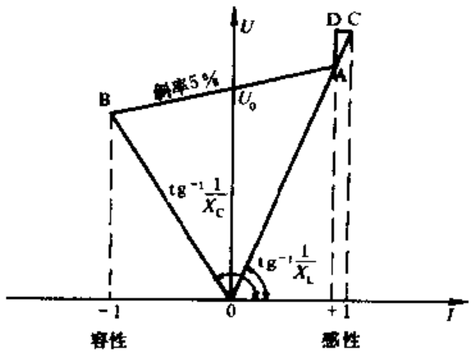
附录 10-1 静止补偿器的各种接线及特性

一、晶闸管控制电抗器型（TCR——Thyristor Controlled Reactors）

晶闸管控制电抗器一般由滤波系统、稳定器、调节器等组成。其接线如附图 10-1 所示；FC-TCR 的伏安特性如附图 10-2 所示。



附图 10-1 晶闸管控制电抗器



附图 10-2 FC-TCR 的伏安特性

从调节器可检测母线电压 U 或无功功率 Q，也有用有功功率 P 或频率 f 等作为输入信号，用以改变晶闸管阀组的控制角。稳定器部分的静止无功控制器由电感 L 与晶闸管正反并联阀组 V 组成。这二个晶闸管分别按照单相半波交流开关方式运行。当控制角 α 改变时，电感中通过的电流 I_L 因而改变即达到改变 Q_L 的目的。

其伏安特性曲线如附图 10-2 所示，其中 AB 段为正常运行区，其斜度为 5%，U_0 为参考电压。当网络电压高于 U_A 时，因为晶闸管已经全导通，不能再调，此时，TCR 如同一组固定并联电抗器，如 AC 段所示，由于晶闸管只允许在 1s 内过载 30%，所以 C 点为 1.3p.u. 允许 1s，靠调节器拉回至 D 点持续运行；当电压低于 U_B 时，TCR 已关断，只有 FC 接入，输出电流将随电压进一步沿 BO 线下降。

二、晶闸管投切电容器型（TSC——Thyristor Switched Capacitors）

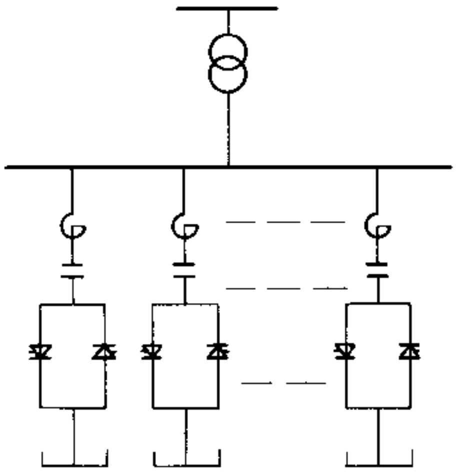
晶闸管投切电容器的原理即将电容器分成数组，各组通过晶闸管来控制电容器投入与开断，从而达到补偿的作用。这种型式的投切控制原则就是要保证电容器投入电网时没有冲击影响，否则就会频繁地干扰电网和引起电容器与晶闸管的损伤。晶闸管投切电容器的原则接线如附图 10-3 所示。

附图 10-3 中电容器前的电抗器为限制涌流的电抗器。其无功出力属于阶梯调节，具有

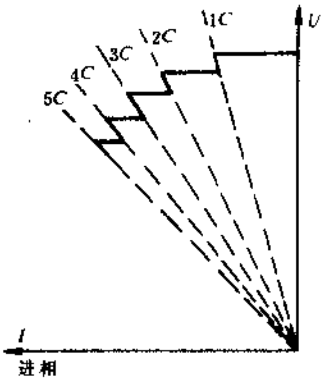
* 本附录由纪雯根据原稿整理补充而成。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

直接补偿性质。其分组数越多，投切时在电网中引起的波动就越小。其伏安特性如附图 10-4 所示。



附图 10-3 晶闸管投切电容器原则接线

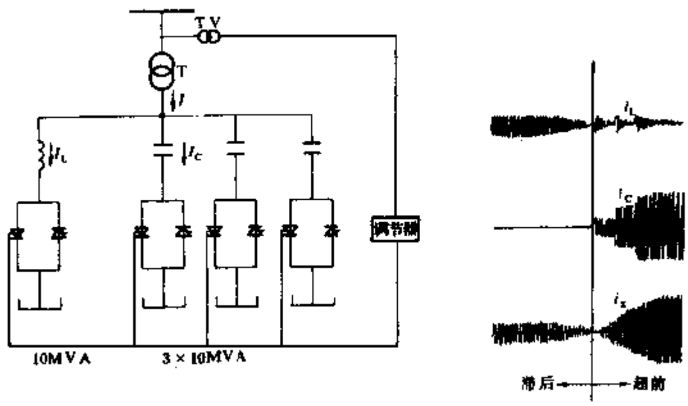


附图 10-4 晶闸管投切电容器伏安特性曲线

晶闸管投切电容器型的静止补偿器主要优点是不产生谐波，可直接补偿无功，节省设备与投资，但当分组数目增多时，此项优点就不十分明显，因电容器的电能损耗低，所以运行费用较低。其主要缺点是不能吸收无功，又由于是阶梯式调节，如分组数较少，在投切时对系统会有较大干扰。另外由于电容器残压的存在，使得在截止时晶闸管上的阻断电压要比晶闸管控制电抗器型高出一倍，所以阀的投资也将近高出一倍。

三、晶闸管控制电抗器型和晶闸管投切电容器型并存（TCR/TSC）

这是两种静止补偿装置的混合型，充分发挥两者的特点。其原则接线及电流特性如附图 10-5 所示。



(a) (b)

附图 10-5 晶闸管控制电抗器型和晶闸管投切电容器型并存

(a) 原则接线；(b) 电流特性

混合型的主要优点：可作连续调节，减少了 TCR 的容量及其自生谐波，当负荷产生的

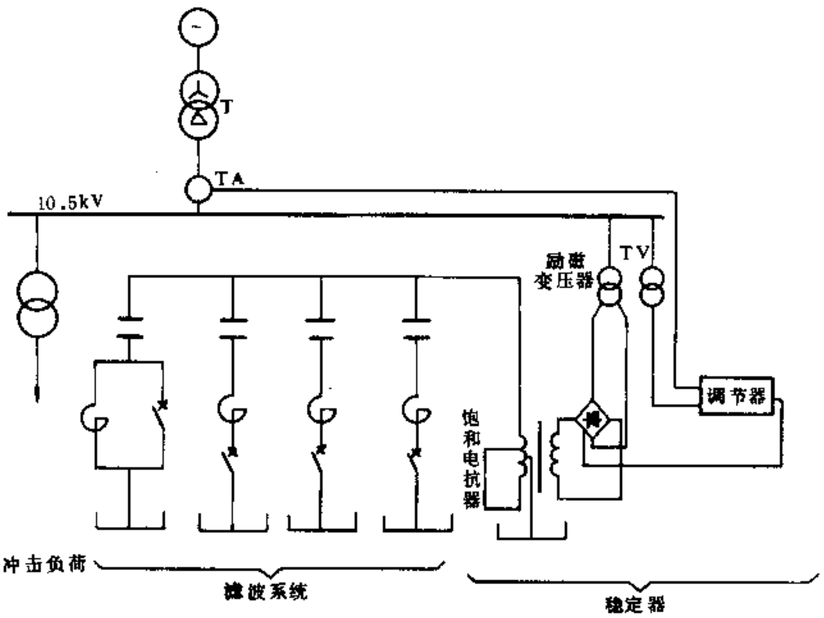
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

谐波数量不多时，往往可以不再设置滤波器。在混合型中的 TCR 只作为细调部件，即作为 TSC 粗调的补充。

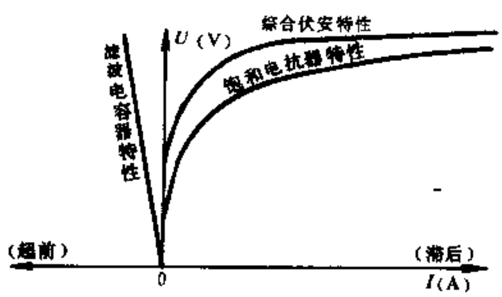
四、饱和电抗器型（SR——Saturated Reactors）

饱和电抗器型又可分为可控饱和电抗器型和自饱和电抗器型，主要由滤波系统、稳定器、调节器、饱和电抗器与可控整流桥等组成。

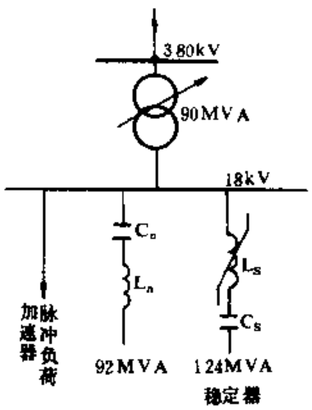
可控饱和电抗器中饱和电抗器工作在饱和区，对应的等值电抗，随饱和程度的加深而减少，它所吸收的无功因 $Q_L=U^2/X_L$ 而增加。其接线方式如附图 10-6 所示。电抗器饱和特性、滤波器组的电容特性及综合伏安特性如附图 10-7 所示。由综合伏安特性可见。系统电压增加时，饱和电抗器电流将迅速增加，从而起到调节作用。



附图 10-6 可控饱和电抗器型 SVS

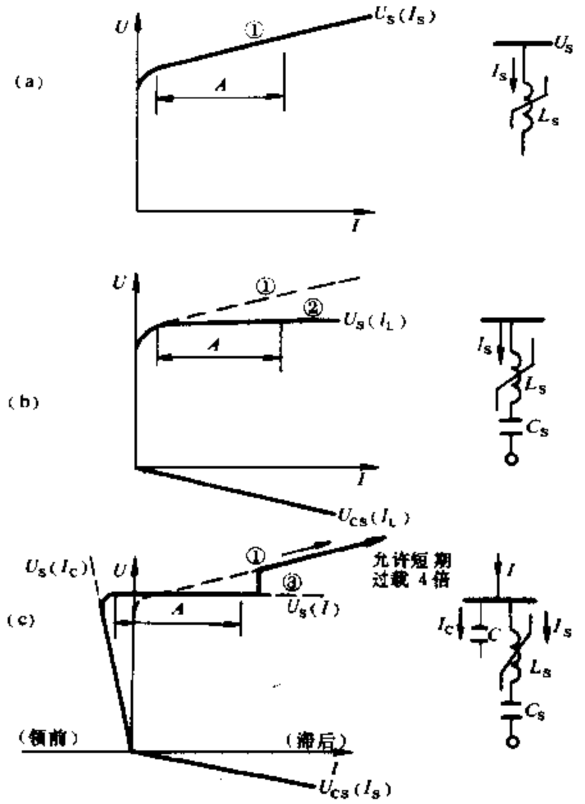


附图 10-7 伏安特性



附图 10-8 CERN 用 SVS

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



附图 10-9 自饱和电抗器伏安特性

(a) 自然斜度；(b) 带斜度补偿；(c) 带斜度补偿及并联电容

L_S—自饱和电抗器的可变电感；C_S—自饱和电抗器的斜度补偿电容；C—并联补偿电容；A—正常工作区

自饱和电抗器基本与可控饱和电抗器相似，电抗器工作于饱和区，主要不同的是具有自饱和特性。可自动调节滞后无功而不需另设调节器，电抗器内部结构也有较大不同。某国外应用自饱和电抗器的原则接线如附图10-8所示，自饱和电抗器伏安特性如附图10-9所示。

饱和电抗器一般设备较简单，工作可靠，维护方便，反应较快，它在吸收无功时有较大的过载能力。主要缺点是不能附加其他控制信号，因为它是按一定的斜率即调差自动调节电压。另外不能进行分相补偿，在不平衡负荷处使其电压平衡的作用就较差，此外有可能产生铁磁谐振。对所串接的斜度补偿电容要求较高，同时可能需要与带负荷调压变压器配合使用。

五、5种静止补偿器（SVC）的技术经济比较

5种静止补偿器（SVC）的技术经济比较如附表10-1所示。

附表 10-1　　5种SVC的技术经济比较

序号	型式 / 比较项目	可控饱和电抗器型	自饱和电抗器型	TCR	TCR/TSC	TSC
1	动态响应时间 (ms)	60	10	5～10	5～10	10～20
2	调节连续与否	连续	连续	连续	连续	级差调节
3	能否分相调节	三相式的不能	不能，但能改善不平衡度	能	能	能
4	吸收无功能力（抑制过电压）	好	很好	依靠设计	依靠设计	无
5	是否可控	可控	稳压，但无控	可控	可控	可控
6	能否快速接受多路信号控制	能，但偏慢	不能	能	能	能
7	铁磁谐振可能	有	有	无	无	无

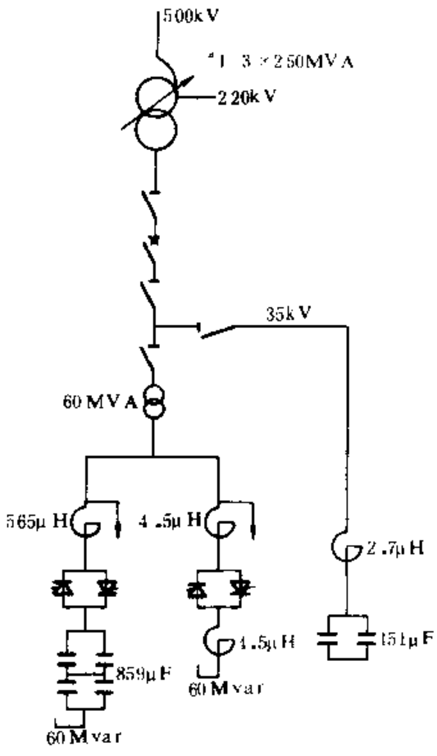
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

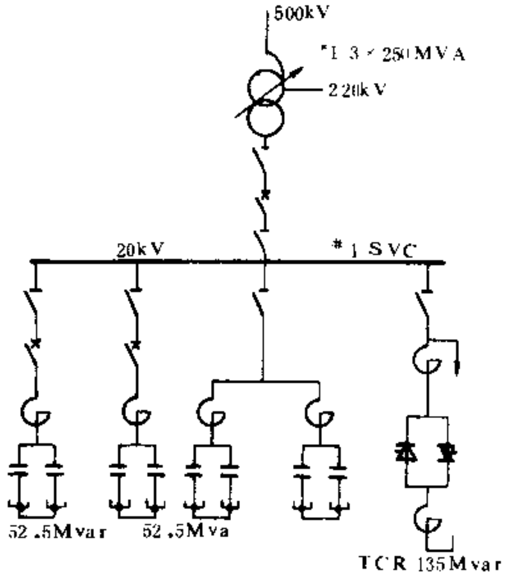
序号	型式 / 比较项目	可控饱和电抗器型	自饱和电抗器型	TCR	TCR/TSC	TSC
8	噪声	大，约 100db	大，约 100db	小，约 70db	稍大，约 75db	最小，<70db
9	自生谐波量	大	曲折接线，消除大量谐波	较小	较小	无
10	投资（据国外单价）	较大	与所配合的有载调节变压器一起具体核算	较小	较小	最小
11	本身能耗大小	较大	较大	小（0.5%～1.0%）	较大（2%～3%）	最小（0.3%）
12	组合性	无	无	允许部分设备暂时退出工作或逐步安装		
13	制造要求解决的主要问题	饱和电抗器的制造与控制问题	实现曲折接线及内部串联电容问题	高压阀组问题	阀组问题，高阻抗变压器制造问题	阀组问题和电容器组的有控制角度投入问题
14	国外主要厂家	ACEC（比）、GEC（英）	GEC（英）、ACEC（比）、GE（美）	GE（美、加），ASEA（瑞典），Siemens（前联邦德国）、（法），富士、日新、东芝（日），BBC（瑞士），GEC（英），ALSTOM（法）等	BBC（瑞士）、Siemens（前联邦德国）、富士、日新、东芝（日）	ASEA（瑞典）、BBC（瑞士）、GE（美）等

六、我国已运行在 500kV 变电所中的静止补偿器的原则接线

综上所述，静止补偿器调节无功功率的速度很快，且调节平滑，能适应动态无功补偿的要求，



附图 10-10　500kV 凤凰山变电所

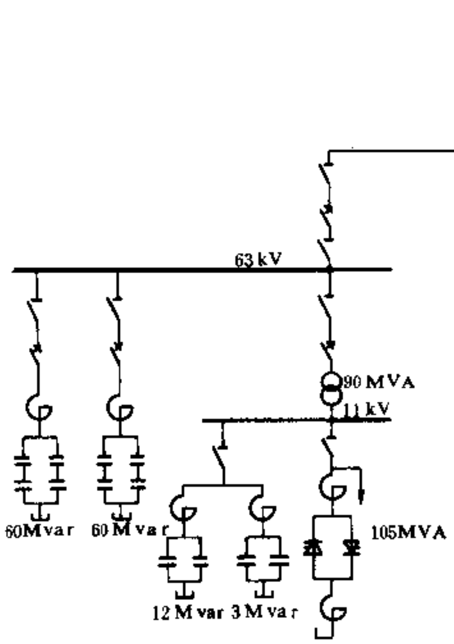


附图 10-11　500kV 郑州变电所

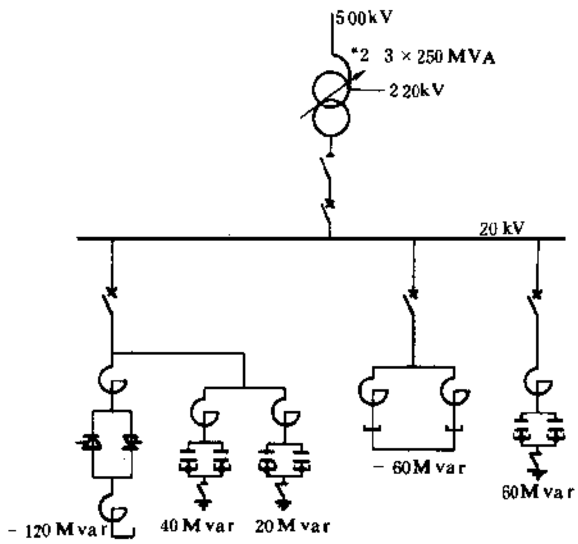
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

并能消除高次谐波对负荷的干扰，自身功率损耗较小，对不平衡的负荷变动有较高的补偿能力，对冲击负荷也有较强的适应性。

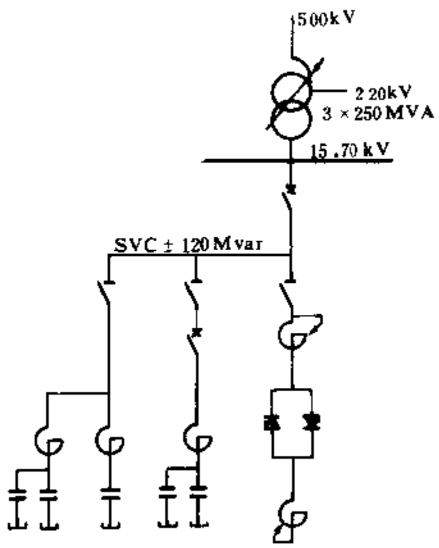
我国已在 500kV 变电所中运行的静止补偿器接线示意如附图 10-10～附图 10-14 所示。



附图 10-12　500kV 沈阳变电所



附图 10-13　500kV 株州变电所



附图 10-14　500kV 江门变电所

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十一章 短路电流计算

编者 马昆康　　审者 王鸿士

第一节 电力系统短路电流计算的目的、假定条件和计算步骤

一、计算的目的和内容

电力系统短路电流计算的主要目的是：

1）选择断路器的遮断电流（遮断容量），并对今后高压断路器等设备的制造提出短路电流方面的要求以及研究限制系统短路电流水平的措施；

2）为确定送电线路对附近通信线电磁危险的影响提供计算资料；

3）电网接线和电厂、变电所电气主接线的比选。

在电力系统规划设计阶段，一般是计算今后10年左右最大运行方式时三相短路和单相接地短路的零秒短路电流❶。对现有断路器进行更换时还应按过渡年份计算。

二、计算的假定条件

电力系统规划设计的远景短路电流一般是采用简化或近似的计算。在计算时有以下假定：

1）故障前为空载，即负荷略去不计，只计算短路电流的故障分量；

2）故障前所有节点电压均等于平均额定电压，其标幺值等于1；

3）系统各元件的电阻略去不计（1kV以上的高压电网）；

4）只计算短路电流基频的周期分量。

三、计算步骤

现代复杂电力系统的短路电流几乎都应用计算机进行计算。这里只介绍短路电流计算的基本数据的准备和计算步骤，不涉及具体的计算程序和上机操作。计算步骤如下：

1）选定短路电流计算年份；

2）绘制相应的电力系统接线图；

3）确定与短路电流有关的运行方式，如解环、母线分段运行等；

4）计算各元件的正、负、零序阻抗（电抗）；

5）绘制相应的正、负、零序阻抗图；

6）按短路电流计算程序的要求填写输入数据；

---

❶ 电力系统规划设计一般只计算零秒短路电流周期性分量（或称对称短路电流初始值）。发电厂和变电所电气设计一般还要计算短路电流的非周期性分量和冲击电流。另外，为整定继电保护和选择熔断器等，有时尚需计算有关年份的系统最小运行方式的短路电流（详见《电力工程电气设计手册》）。

7）计算机计算；

8）短路电流计算结果输出。

第二节 系统阻抗图的编制

一、标么值的基本关系

根据电力系统规划设计中确定或推荐的系统接线图，求出各元件（发电机、变压器、电抗器、线路等）的阻抗值❶。为了计算方便，一般均换算成“标么值”。通常取用基准容量 $S_j=100$MVA❷，基准电压 U_j 一般取用各级的平均电压。标么值的基本关系如下

$$S_j=\sqrt{3}U_jI_j \tag{11-1}$$

$$U_j=U_p \tag{11-2}$$

$$I_j=\frac{S_j}{\sqrt{3}U_j} \tag{11-3}$$

$$Z_j=\frac{U_j}{\sqrt{3}I_j}=\frac{U_j^2}{S_j} \tag{11-4}$$

式中 S_j——基准容量（MVA）；

U_j——基准电压（kV）；

U_p——电网各级平均额定电压（kV）；

I_j——基准电流（kA）；

Z_j——基准阻抗（Ω）。

我国电力系统各级电压的平均额定电压取值如表 11-1 所示。

表 11-1 我国电力系统各级电压的平均额定电压

额定电压级(kV)	3	6	10	15	35	60	110	154	220	330	500
平均额定电压(kV)	3.15	6.3	10.5	15.75	37	63	115	162	230	345	525

电压、电流、容量和阻抗的标么值可由下列各式确定

$$U_*=\frac{U}{U_j} \tag{11-5}$$

$$I_*=\frac{I}{I_j}=\frac{\sqrt{3}U_j}{S_j}I \tag{11-6}$$

$$S_*=\frac{S}{S_j} \tag{11-7}$$

❶ 高压短路电流计算一般只计及各元件的电抗。

❷ 基准容量一般取 100MVA 或 1000MVA。目前在计算机中一般都取 100MVA。为了数据的通用性，如无特殊要求，建议取 100MVA。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$Z_* = \frac{Z}{Z_j} = \frac{S_j}{U_j^2}Z \tag{11-8}$$

二、各元件电抗标么值的计算

由于短路电流计算一般略去元件的电阻，故下面仅计算元件的电抗标么值。

1. 正序电抗的计算

(1) 同步电机

$$X_{1*}'' = \frac{X_d''(\%)}{100} \times \frac{S_j}{S_e} \tag{11-9}$$

(2) 变压器

$$X_{1*} = \frac{U_k(\%)}{100} \times \frac{S_j}{S_e} \tag{11-10}$$

(3) 架空线路及电缆线路

$$X_{1*} = X_1 \frac{S_j}{U_j^2} \tag{11-11}$$

(4) 串联电抗器

$$X_{1*} = \frac{X_k(\%)}{100} \times \frac{I_j}{I_e} \times \frac{U_e}{U_j} \tag{11-12}$$

(5) 并联电抗器

$$X_{1*} = \frac{U_e^2}{S_e} \times \frac{S_j}{U_j^2} \tag{11-13}$$

式中 S_e —元件的额定容量 (MVA)；

U_e——元件的额定电压 (kV)；

I_e——元件的额定电流 (kA)。

2. 负序电抗的计算

(1) 同步电机

$$X_{2*} = \frac{X_2(\%)}{100} \times \frac{S_j}{S_e} \tag{11-14}$$

(2) 其他元件的负序电抗等于正序电抗。

3. 零序电抗的计算

(1) 同步电机

$$X_{0*} = \frac{X_0(\%)}{100} \times \frac{S_j}{S_e} \tag{11-15}$$

(2) 架空线路。架空输电线的零序电抗与土壤电阻率 ρ 有关，一般可通过计算得出，计算公式详见本书第九章。220～500kV 线路典型零序阻抗可从本书附录 9-1 查得。下面给出架空线路的零序电抗与正序电抗之间的近似关系，供在短路电流近似计算中参考使用。

单回路塔线路电抗

无避雷线	$X_0 = 3.5X_1$
有钢线避雷线	$X_0 = 3X_1$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

有良导体避雷线　　$X_0=2X_1$

双回路塔线路电抗（为每一回路的值）

无避雷线　　$X_0=5.5X_1$

有钢线避雷线　　$X_0=4.7X_1$

有良导体避雷线　　$X_0=3X_1$

（3）电缆线路

高压三芯电缆线路（6～35kV）　　$X_0=3.5X_1$

高压单芯电缆线路(110～220kV)　　$X_0=(0.8\sim1.0)X_1$

（4）串联电抗器

$$X_0=X_1$$

（5）变压器的零序电抗的计算见下节。

各类元件的电抗参考值列于表 11-2。

表 11-2　　各类元件的电抗参考值

序号	元件名称		电抗参考值			备注
			X_1''或 X_1 (%)	X_2 (%)	X_0 (%)	
1	无阻尼绕组的水轮发电机		29.0	45	11.0	国产机
2	有阻尼绕组的水轮发电机		21.0	21.5	9.5	
3	容量为 50MW 及以下的汽轮发电机		14.5	17.5	7.5	
4	100MW 及 125MW 的汽轮发电机		17.5	21.0	8.0	
5	200MW 的汽轮发电机		14.5	17.5	8.5	
6	300MW 的汽轮发电机		17.2	19.8	8.4	
7	同步调相机		16.0	16.5	8.5	
8	同步电动机		15.0	16.0	8.0	
9	异步电动机		20.0			
10	6～10kV 三芯电缆		$X_1=X_2=0.08\Omega/km$		$X_0=3.5X_1$	
11	20kV 三芯电缆		$X_1=X_2=0.11\Omega/km$		$X_0=3.5X_1$	
12	35kV 三芯电缆		$X_1=X_2=0.12\Omega/km$		$X_0=3.5X_1$	
13	110kV 和 220kV 单芯电缆		$X_1=X_2=0.18\Omega/km$		$X_0=(0.8\sim1.0)X_1$	
14	无避雷线的架空输电线路	单回路	单导线		$X_0=3.5X_1$	
15		双回路	$X_1=X_2=0.4\Omega/km$		$X_0=5.5X_1$	系每回路值
16	有钢线避雷线的架空输电线路	单回路	双分裂导线		$X_0=3X_1$	
17		双回路	$X_1=X_2=0.31\Omega/km$		$X_0=4.7X_1$	系每回路值
18	有良导体避雷线的架空输电线路	单回路	四分裂导线		$X_0=2X_1$	
19		双回路	$X_1=X_2=0.29\Omega/km$		$X_0=3X_1$	系每回路值

注　X_1 为正序电抗；X_2 为负序电抗；X_0 为零序电抗。

三、电力系统序网的建立

为了计算对称和不对称短路电流，需要编制系统的正序、负序和零序等值网络（电力系统序网）或称正、负、零序阻抗图。

正序网络可以根据电力系统接线图直接绘出，短路电流计算用的正序网络与潮流计算

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

用的网络基本相同，但需包括发电机并以发电机的次暂态电抗来表示发电机阻抗。

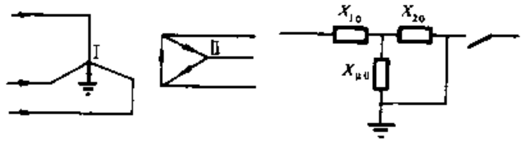
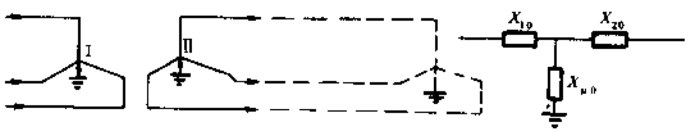
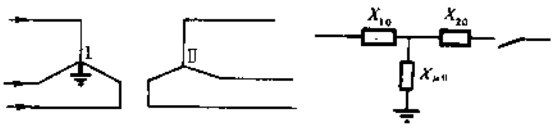
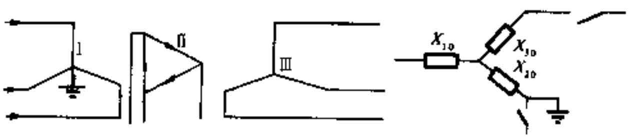
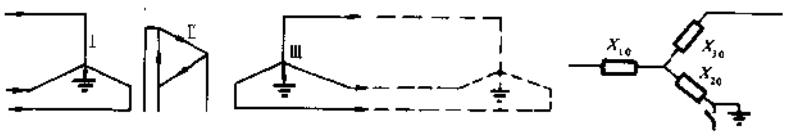
负序网络的结构和正序网络相同，只是负序网络中各发电机的负序电动势为零，电抗取负序电抗 X_2。由于负序网络与正序网络结构基本相同，一般不需要单独绘制负序阻抗图。

零序网络和正序网络有很大的差别，因为各元件三相中的零序电流完全相同，只能通过星形接法且中性点接地的元件和大地形成回路，因此零序电流流经的途径与正序及负序电流截然不同。由于发电机通常由三角形接法的变压器绕组把零序电流隔开，因而零序网络中通常不含有发电机阻抗，而只含有变压器和输电线路的阻抗。由于变压器的零序电抗与其构造、绕组连接方式有关，情况比较复杂，兹介绍如下。

1．变压器的零序参数和零序等值电路

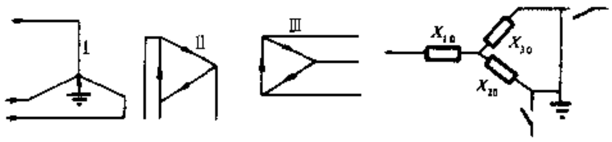
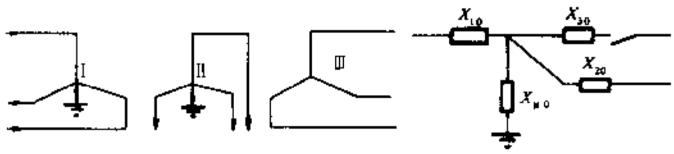
变压器绕组的连接法，对零序网络有很大的影响。变压器绕组不同连接法的零序等值电路如表 11-3 所示。

表 11-3　　变压器的零序等值回路

序号	接线方式	零序等值回路
1	YN,d	
2	YN,yn	
3	YN,y	
4	YN,d,y	
5	YN,d,yn	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

序号	接线方式	零序等值回路
6	YN,d,d	
7	YN,yn,y	

在作零序网络时，先从发生故障的地点开始，查明零序电流可能通行的途径。只有在一定的情况下，零序电流方可由变压器的一边感应到另一边去。

当三相变压器的绕组接成三角形或中性点不接地的星形时，从三角形或不接地星形一边来看，由于零序电流不能通过，变压器的零序电抗总是无限大。只有当变压器的绕组接成星形，并且中性点接地时，从这星形侧来看变压器，零序电抗 X_0 才是有限的。

表 11-3 中第 1 项表示变压器 YN，d 的接线方式。在此情况下，当零序电压加于 YN 侧即Ⅰ侧时，两侧绕组均有零序电流，但Ⅱ侧的零序电流在三角形内形成环流，流出绕组Ⅱ的零序电流为零，所以其单相零序等值电路相当于Ⅰ侧经漏抗 X_{20} 短路，而绕组Ⅱ外边的电路则是开路。等值电路中 X_{20} 一端的电位为零，只是说明该支路完成了零序电流的闭合回路，而不表示变压器中性点接地。YN，d 变压器Ⅰ侧的零序等值电抗为

$$X_0 = X_{10} + \frac{X_{20}X_{\mu0}}{X_{20} + X_{\mu0}} \approx X_{10} + X_{20} \tag{11-16}$$

式中 X_{10}、X_{20}——变压器Ⅰ、Ⅱ侧的零序漏抗；

$X_{\mu0}$——变压器的零序励磁电抗。

表 11-3 中第 2 项为 YN，yn 接法的双绕组变压器。当Ⅰ侧施加零序电压，Ⅱ侧有无零序电流取决于与Ⅱ侧相连的外电路中有无接地的中性点。如外电路有一个或一个以上接地的中性点（如表 11-3 中第 2 项中虚线所示），则变压器两侧的零序电流都可以流通。如果外电路中设有接地的中性点，则这种变压器的零序等值电抗将和 YN，y 接法的零序电抗相同，即相当于变压器绕组Ⅱ开路。

在全星形接法的变压器中，变压器零序等值电抗的计算一般应计及 $X_{\mu0}$ 的影响，而 $X_{\mu0}$ 则与变压器的结构密切相关，详见下述。

表 11-3 中第 3 项为 YN，y 接法的双绕组变压器。当零序电压加在Ⅰ侧，则该侧有零序电流流过，而Ⅱ侧因中性点不接地，零序电流不可能流过，相当于开路，因此变压器的零序等值电抗为 $X_{10}+X_{\mu0}$。

三绕组变压器的零序等值电路可按同理绘制，如表 11-3 中第 4～7 项所示。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

变压器的结构对零序励磁电抗 $X_{\mu0}$ 影响很大。单相变压器组和三相五柱式变压器的 $X_{\mu0}$ 都可看作无限大。但对三相三柱式变压器，由于零序磁通被迫经过绝缘介质和铁壳形成回路，磁阻很大，所需的励磁电流 $I_{\mu0}$ 相当大，因此 $X_{\mu0}$ 一般不能当作无限大，它的标么值约在 0.3～1.0 范围内，可以通过试验确定。但在带有三角形接线绕组的三相三柱式变压器中，三角形接线绕组的漏抗 X_{20} 总是和 $X_{\mu0}$ 并联的，由于 $X_{\mu0}$ 比 X_{20} 大得很多，所以等值电路中的 $X_{\mu0}$ 支路可以略去。因此只有 YN，y、YN，yn 和 YN，yn，y 等全星形的三相三柱式变压器才需计及 $X_{\mu0}$。

2. 中性点经阻抗接地的自耦变压器零序等值阻抗

中性点经阻抗接地的 YN，yn，d 自耦变压器的接线图及其零序等值电路如图 11-1 所示。

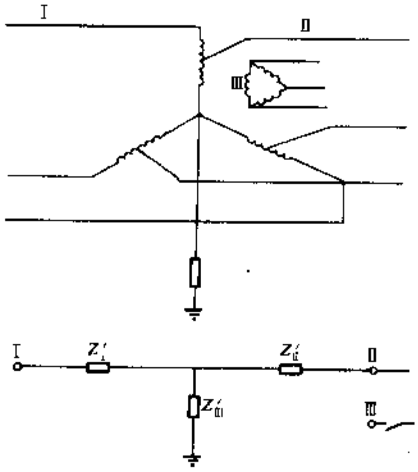


图 11-1 中性点经阻抗接地的接线方式为 YN，yn，d 的自耦变压器接线图及其零序等值电路（$X_{\mu0}=\infty$）

图 11-1 中的 $Z_Ⅰ'$、$Z_Ⅱ'$、$Z_Ⅲ'$（归算至高压侧）可由下式求得

$$Z_Ⅰ' = jX_Ⅰ + 3Z_n(1-K) \tag{11-17}$$

$$Z_Ⅱ' = jX_Ⅱ + 3Z_nK(K-1) \tag{11-18}$$

$$Z_Ⅲ' = jX_Ⅲ + 3Z_nK \tag{11-19}$$

式中 $X_Ⅰ$、$X_Ⅱ$、$X_Ⅲ$——自耦变压器正序电抗；

Z_n——中性点外接阻抗；

K——高中压变比，$K=\frac{U_Ⅰ}{U_Ⅱ}$。

第三节 三相短路电流的计算

一、基本计算公式

在第二节中的假定条件下，零秒三相短路电流的周期性分量（或称对称短路电流初始值）标么值可按下式计算

$$I_{d*}'' = \frac{1}{X_{dd*}} \quad （标么值）$$

或

$$I_d'' = I_{d*}''I_j = I_{d*}''\frac{S_j}{\sqrt{3}U_j} \quad （有名值） \tag{11-20}$$

$$S_d'' = \frac{S_j}{X_{dd*}} \quad \text{MVA} \tag{11-21}$$

式中 X_{dd*}——短路故障点的等值电抗（标么值）。

二、三相短路电流的计算

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

复杂电力系统的短路电流一般都应用计算机进行计算。目前计算短路电流有各种不同的计算程序，但其计算原理基本相同，即应用网络的节点阻抗矩阵或节点导纳矩阵进行短路电流的计算。本手册仅就短路电流的计算机算法原理作一简介，不涉及具体的计算程序。

前面已经说过，系统短路电流一般可忽略正常电流分量而仅计算其故障分量。当需计及故障前正常分量时，通常应用重叠原理，即先通过潮流计算求得各节点的正常电压 $\dot{U}_{i[0]}$，然后对故障分量等值网络进行求解，得到各节点电压的故障分量 $\Delta\dot{U}_i$。短路瞬间各节点实际电压则为 $\dot{U}_i=\dot{U}_{i[0]}+\Delta\dot{U}_i$。据此即可求得各支路的零秒短路电流。应用重叠原理计算三相短路电流的等值网络如图 11-2 所示。

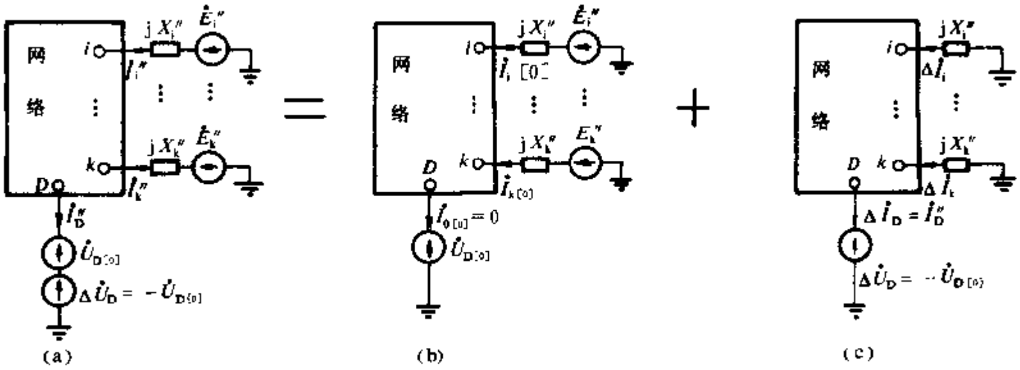


图 11-2　应用重叠原理计算三相短路电流的等值网络

1. 用阻抗矩阵的三相短路电流计算

首先形成计算网络的节点阻抗矩阵，并列出节点电压方程如下

$$\begin{bmatrix}\Delta\dot{U}_1\\ \vdots\\ \Delta\dot{U}_D\\ \vdots\\ \Delta\dot{U}_n\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}Z_{11}\cdots Z_{1D}\cdots Z_{1n}\\ \vdots\\ Z_{D1}\cdots Z_{DD}\cdots Z_{Dn}\\ \vdots\\ Z_{n1}\cdots Z_{nD}\cdots Z_{nn}\end{bmatrix}\times\begin{bmatrix}0\\ \vdots\\ -\dot{I}_D''\\ \vdots\\ 0\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}Z_{1D}\\ \vdots\\ Z_{DD}\\ \vdots\\ Z_{nD}\end{bmatrix}\dot{I}_D'' \tag{11-22}$$

故障点的短路电流

$$\dot{I}_D''=-\frac{\Delta\dot{U}_D}{Z_{DD}}=\frac{\dot{U}_{D[0]}}{Z_{DD}} \tag{11-23}$$

式中　$\dot{U}_{D[0]}$——故障点 D 短路前的电压；

Z_{DD}——故障点 D 的自阻抗。

短路故障时通过各支路的电流

$$\dot{I}_{ijd}=\frac{\dot{U}_i-\dot{U}_j}{z_{ij}} \tag{11-24}$$

式中　$\dot{U}_i$——节点 i 的实际电压，$\dot{U}_i=\dot{U}_{i[0]}+\Delta\dot{U}_i$；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$\dot{U}_j$——节点 j 的实际电压，$\dot{U}_j=\dot{U}_{j[0]}+\Delta\dot{U}_j$；

z_{ij}——支路 i-j 的阻抗。

若只考虑短路电抗的故障分量，并假定故障前各节点的正常电压为 1，则短路点及各支路的短路电流为

$$\dot{I}_{Dd}''=\frac{1}{Z_{DD}} \tag{11-25}$$

$$\dot{I}_{ijd}=\frac{Z_{jD}-Z_{iD}}{z_{ij}}\times\frac{1}{Z_{DD}} \tag{11-26}$$

2. 用导纳矩阵的三相短路电流计算

由于电网的节点阻抗矩阵是满矩阵，当网络的节点数增加时，形成的阻抗矩阵占用的计算机时间和内存容量将大为增加，以致使解题的规模受到限制。因此，目前多利用稀疏的导纳矩阵计算短路电流。计算步骤如下：

（1）形成故障分量等值网络的节点导纳矩阵，当三相短路节点 D 注入单位电流，则得节点电压方程为

$$\begin{bmatrix} Y_{11}\cdots Y_{1D}\cdots Y_{1n} \\ \vdots \\ Y_{D1}\cdots Y_{DD}\cdots Y_{Dn} \\ \vdots \\ Y_{n1}\cdots Y_{nD}\cdots Y_{nn} \end{bmatrix}\times\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \vdots \\ \dot{U}_D \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \tag{11-27}$$

（2）根据式（11-27）计算节点阻抗矩阵中短路点 D 所对应的一列元素。即利用稀疏的导纳矩阵的程序技巧，求解各节点的电压 $U_1\sim U_n$。因只有短路点 D 注入单位电流，故得

$$Z_{iD}=Z_{Di}=U_i \qquad (i=1,2,\cdots D,\cdots,n) \tag{11-28}$$

（3）利用式（11-23）或式（11-25）计算故障点 D 的零秒短路电流。

（4）利用式（11-24）或式（11-26）计算各支路电流。

第四节 不对称短路电流的计算

一、不对称短路的概念

当系统发生三相短路或三相接地短路以后，系统中的电流、电压仍然是对称的，称为对称短路。但当发生单相接地、两相短路或两相接地短路故障时，就破坏了系统的对称性。图 11-3 表示 B、C 两相短路，此时有

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_a &= 0 \\ \dot{I}_b &= -\dot{I}_c \\ \dot{U}_b &= \dot{U}_c \end{aligned}\right\} \tag{11-29}$$

从而破坏了对称关系，故称不对称短路。



图 11-3 B、C 两相短路

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

不对称短路电流通常借助于对称分量法进行计算。

二、对称分量法简介

三相网络中任一组不对称相量（电流、电压等）都可以分解为三组对称分量，即正序分量、负序分量和零序分量。由于三相对称网络中各对称分量的独立性，即正序电动势只产生正序电流和正序电压降，负序和零序亦然。因此，可利用重叠原理分别计算，然后从对称分量中求出实际的短路电流和电压值。

对称分量的基本关系如表 11-4 所示。

表 11-4　　　　对称分量的基本关系

电流 $\dot{I}$ 的对称分量		电压 $\dot{U}$ 的对称分量		算子 "a" 的性质
相量	$\dot{I}_a=\dot{I}_{a1}+\dot{I}_{a2}+\dot{I}_{a0}$ $\dot{I}_b=a^2\dot{I}_{a1}+a\dot{I}_{a2}+\dot{I}_{a0}$ $\dot{I}_c=a\dot{I}_{a1}+a^2\dot{I}_{a2}+\dot{I}_{a0}$	电压降	$\Delta\dot{U}_1=\dot{I}_1 jX_1$ $\Delta\dot{U}_2=\dot{I}_2 jX_2$ $\Delta\dot{U}_0=\dot{I}_0 jX_0$	$a=e^{j120^\circ}=-\frac{1}{2}+j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $a^2=e^{j240^\circ}=e^{-j120^\circ}=-\frac{1}{2}-j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $a^3=e^{j360^\circ}=1$
序量	$\dot{I}_{a0}=\frac{1}{3}(\dot{I}_a+\dot{I}_b+\dot{I}_c)$ $\dot{I}_{a1}=\frac{1}{3}(\dot{I}_a+a\dot{I}_b+a^2\dot{I}_c)$ $\dot{I}_{a2}=\frac{1}{3}(\dot{I}_a+a^2\dot{I}_b+a\dot{I}_c)$	短路处电压分量	$\dot{U}_{d1}=\dot{E}-\dot{I}_{d1}jX_{1\Sigma}$ $\dot{U}_{d2}=-\dot{I}_{d2}jX_{2\Sigma}$ $\dot{U}_{d0}=-\dot{I}_{d0}jX_{0\Sigma}$	$a^2+a+1=0$ $a^2-a=\sqrt{3}e^{-j90^\circ}=-j\sqrt{3}$ $a-a^2=\sqrt{3}e^{j90^\circ}=j\sqrt{3}$ $1-a=\sqrt{3}e^{-j30^\circ}=\sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}-j\frac{1}{2}\right)$ $1-a^2=\sqrt{3}e^{j30^\circ}=\sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}+j\frac{1}{2}\right)$

注　1. 表中仅示出电流 $\dot{I}$ 的对称分量，其电压 $\dot{U}$ 的关系与电流关系相同。

2. 1，2，0 表示正、负、零序。

3. 乘以算子 "a" 即使向量转 120°（反时针方向）。

三、不对称短路的复合序网和正序等效定则

1. 不对称短路的复合序网

根据各种不对称短路的边界条件，可以把正、负、零序三个序网联成一个复合序网。该复合序网既反映了三个序网的回路方程，又能满足该不对称短路的边界条件。根据复合序网可以直观地求得短路电流和电压的各序分量。

单相接地短路、两相短路、两相接地短路的复合序网如图 11-4 所示。

2. 正序等效定则

从不对称短路的复合序网中可以很方便地列出短路点的正序电流表示式如下：

单相接地短路

$$I_{a1}=\frac{E_a}{X_{1\Sigma}+X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}} \tag{11-30}$$

两相短路

$$I_{a1}=\frac{E_a}{X_{1\Sigma}+X_{2\Sigma}} \tag{11-31}$$

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

两相接地短路

$$I_{a1}=\frac{E_a}{X_{1\Sigma}+\dfrac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}}} \quad (11\text{-}32)$$

因此可以统一地用下式表示，即

$$I_{a1}^{(n)}=\frac{E_a}{X_{1\Sigma}+X_{\Delta}^{(n)}}$$

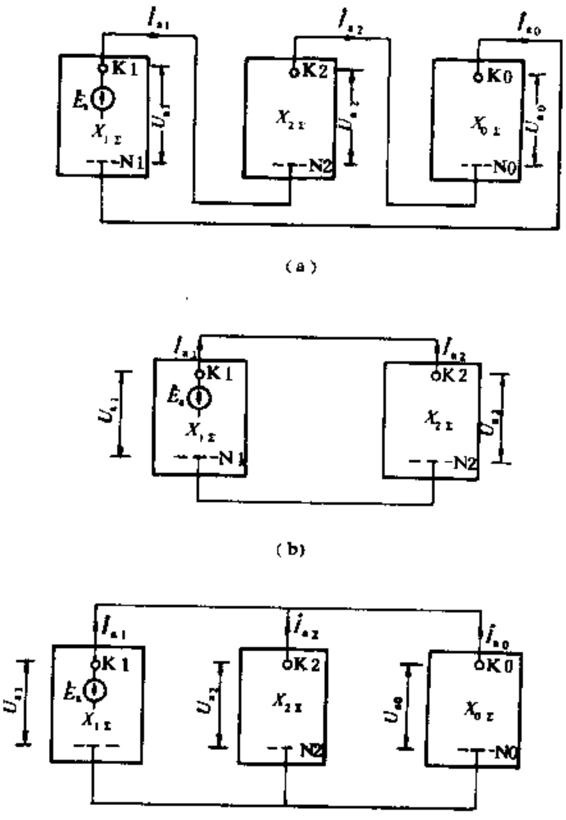
式中　$X_{\Delta}^{(n)}$——附加阻抗，与短路类型有关，上角符号（n）表示短路的类型。

各种短路时的 $X_{\Delta}^{(n)}$ 值为

$$\left.\begin{aligned}&\text{单相接地短路：}X_{\Delta}^{(1)}=X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}\\&\text{两相短路：}\quad X_{\Delta}^{(2)}=X_{2\Sigma}\\&\text{两相接地短路：}X_{\Delta}^{(1.1)}=\frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma}}\\&\text{三相短路：}\quad X_{\Delta}^{(3)}=0\end{aligned}\right\} \quad (11\text{-}33)$$

式（11-33）表明：网络中某一点发生不对称短路时，短路点的正序电流与在短路支路每一相中加入附加阻抗 $X_{\Delta}^{(n)}$ 而发生的三相短路电流相等。这一规律称为正序等效定则。

在求出短路点的正序电流之后，根据下式即可计算短路点的短路合成电流



（a）

（b）

（c）

图 11-4　不对称短路的复合序网

（a）单相接地短路；（b）两相短路；（c）两相接地短路

$$I_{a}^{(n)}=m^{(n)}I_{a1}^{(n)} \quad (11\text{-}34)$$

各种短路时的 $m^{(n)}$ 值为

$$\left.\begin{aligned}&\text{单相接地短路：}\quad m^{(1)}=3\\&\text{两相短路：}\quad m^{(2)}=\sqrt{3}\\&\text{两相接地短路：}\quad m^{(1.1)}=\sqrt{3}\sqrt{1-\frac{X_{2\Sigma}X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma}+X_{0\Sigma})^2}}\\&\text{三相短路：}\quad m^{(3)}=1\end{aligned}\right\} \quad (11\text{-}35)$$

四、不对称短路的计算机算法

应用计算机计算不对称短路时的电流和电压，一般是以对称分量法为基础。不对称短路计算机算法的基本原理与三相短路电流的计算基本相同，故不再重复。下面仅列出计算的主要步骤：

1）进行故障前运行方式的潮流计算，以确定各节点的正常电压，在简化计算中，假定各节点正常电压的标么值为 1，则可省去潮流计算；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

2）形成各序网络的节点导纳矩阵（或节点阻抗矩阵）；

3）求各序网络短路点的自阻抗和有关的互阻抗；

4）计算短路点电流的各序分量；

5）计算各节点正序电压和各支路正序电流；

6）计算各节点负序电压和各支路负序电流；

7）计算各节点零序电压和各支路零序电流；

8）根据对称分量法公式从各序电压和电流计算短路点的短路合成电流以及各节点的三相电压和各支路的三相电流。

第五节　限制短路电流的措施

一、从电网结构上可以采取的限流措施

1）在电力系统的主网加强联系后，将次级电网解环运行；

2）在允许的范围内，增大系统的零序阻抗。例如采用不带第三绕组或第三绕组为星形接线的全星形变压器，减少变压器中性点的接地点，可以减小系统的单相短路电流；

3）加大变压器的阻抗，或将自耦变压器改为普通三绕组变压器，可以减小短路电流，但一般不宜采取此类措施；

4）根据供电的需要，提高电力系统的电压等级，可以有效地限制短路电流；

5）采用直流输电或直流联网，可以限制系统的短路电流。

二、发电厂和变电所中可以采取的限流措施

1）发电厂中，在发电机电压母线分段回路中安装电抗器；

2）变压器分列运行；

3）变电所中，在变压器回路中装设分裂电抗器或电抗器；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十二章 系统稳定计算

编者 范本鑫 审者 李儒魁

第一节 稳定计算的目的和内容

电力系统运行方式的稳定性是指电力系统受到各种型式的干扰后能够恢复到原来或预期的稳态运行方式的能力。

在电力系统运行参数的某一变化范围内，系统遭到干扰后能保证稳定的，则称为系统运行稳定区。

根据干扰的性质，电力系统稳定一般可分为静态稳定、暂态稳定和动态稳定。

系统稳定计算的目的主要是校验网络结构和系统运行参数是否满足系统稳定运行的要求，从而提出是否加强网络结构、改变运行参数或采取其他提高稳定的措施。

系统稳定计算一般应进行静态和暂态稳定计算，但根据系统特点能判别出这两类中哪一类稳定起控制作用时，则可只进行这类稳定的计算。随着系统容量的增大和电网的延伸、自动调整装置的应用，必要时应进行动态稳定计算。

静态和暂态稳定计算应取正常运行方式进行。正常运行方式是指网络正常但潮流最大的运行方式。静态稳定计算还包括对事故后运行方式的校核（事故后运行方式是指以正常运行方式为基础并只考虑潮流较大的一回线路退出后的运行方式）。

电力系统稳定计算，大致可分为计算年网络结构的确定、系统元件参数的计算、系统运行方式的选择、计算故障类型的考虑和计算结果分析等几个步骤。

系统稳定计算一般较为复杂，工作量较大，需要准备大量的原始资料，通常用电子计算机进行计算。在规划阶段可用计算输电线路送受端高压母线之间电压相量夹角的方法来粗略估计系统的稳定性。

考虑线路分布参数时

$$\mathrm{tg}\delta=\frac{\dfrac{P}{P_{\lambda}}\mathrm{tg}\alpha_0 l}{1+\dfrac{Q}{P_{\lambda}}\mathrm{tg}\alpha_0 l} \tag{12-1}$$

线路用集中参数等值时

$$\sin\delta=\frac{PX}{U_1U_2} \tag{12-2}$$

式中 P、Q——线路受端有功功率（MW）和无功功率（Mvar）；

P_{λ}——线路的自然功率（MW）；

U_1、U_2——线路送、受端高压母线电压的幅值（kV）；

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

l——线路长度（km）；

α_0——线路相位移系数（近似取 6°/100km）；

X_l——线路阻抗（Ω）；

δ——线路送、受端高压母线电压相量夹角（DEG）。

输电线路无中间系统（或中间系统很小时），δ 角在 25°以下时，稳定可以认为满足的；输电线路有中间系统时，根据中间系统的大小，δ 角在 25°～30°以下时，稳定可认为是满足的。中间系统是指 π 接（或 T 接）在线路中间并与送受端系统没有其他直接联系或联系较弱的中小型电力系统。

第二节　系统静态稳定计算

一、基本概念

静态稳定是指电力系统在遭到小干扰后恢复至稳态运行方式的能力。小干扰是指在这种干扰作用下电力系统参数的变化与参数本身相比可以忽略不计。

单机经变压器、输电线路接入无限大母线的简单系统如图 12-1 所示。

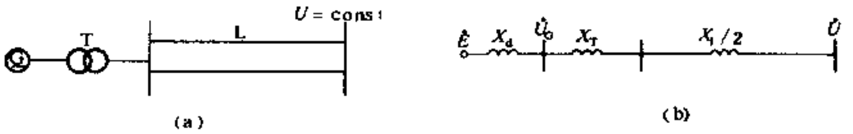


图 12-1　简单输电系统及其等值电路图

（a）简单输电系统；（b）等值电路图

发电机输入系统的功率按下式计算

$$P = \frac{EU}{X_\Sigma}\sin\delta \tag{12-3}$$

式中　E——发电机电动势；

U——受端系统母线电压；

δ——相量 $\dot{E}$ 与 $\dot{U}$ 之间的夹角；

X_Σ——综合阻抗，$X_\Sigma = X_d + X_T + \frac{X_l}{2}$。

式（12-3）可以用图 12-2 所示的功率特性曲线表示。

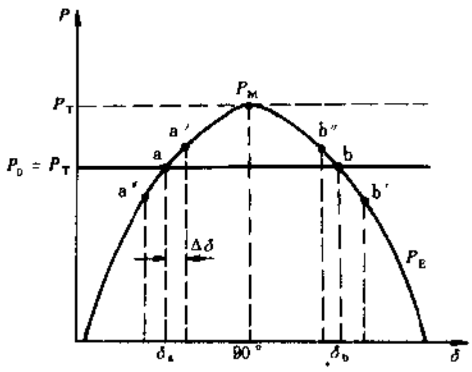


图 12-2　简单输电系统功率特性曲线

假定在某一正常运行情况下，发电机向无限大母线系统输送的功率为 P_0，这个功率近似地等于原动机输出的机械功率 P_T。由图 12-2 可见，当输送功率为 P_0 时可能有两个运行点如 a 和 b，但如果考虑系统经常不断地受到各种小的扰动的情况，及原动机输出功率 P_T 在扰动

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

过程中保持不变，则只有运行点 a 是能保持静态稳定的，而运行点 b 是不可能维持稳定的。两种运行情况下受到小扰动后功率角变化特性如图 12-3 所示。

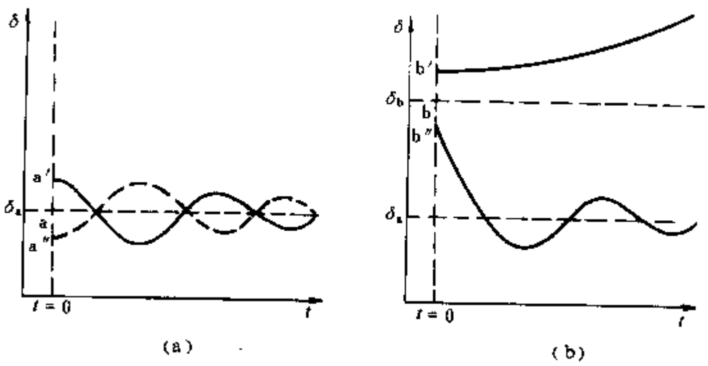


图 12-3 受小扰动后功率角变化特性

(a) 运行点 a；(b) 运行点 b

输电线路输送功率不断缓慢增加时能输送的最大功率称为按静稳定条件的输送功率极限。

发电机接于无限大系统运行时的静稳定极限功率为

$$P_M = \frac{EU}{X_\Sigma} \tag{12-4}$$

理论上说，向系统输送的功率 $P<P_M$ 时，亦即 $\delta<90°$时，系统运行都是稳定的，故图 12-2 中极限功率 P_M 称为理想功率极限 $P_{M\cdot id}$，由此得出 $dP/d\delta>0$ 是稳定运行的条件。

对于受端系统容量不为无限大的简单输电系统，母线电压将不再恒定不变，而是当输送功率 $P(\delta)$ 增加时，U 将随之下降，电压与功率的函数关系如图 12-4 所示。因此输送功率在小于 $P_{M\cdot id}$的某一值时达到其最大值，该最大功率称为实际功率极限 $P_{M\cdot re}$。实际功率特性曲线如图 12-5 所示。

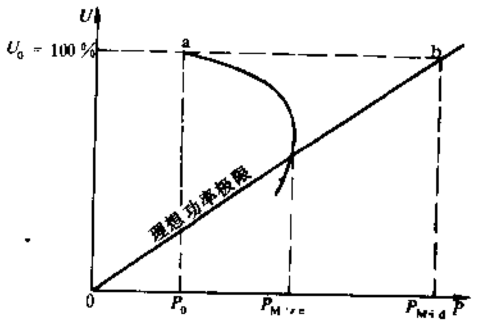


图 12-4 电压与功率的函数关系

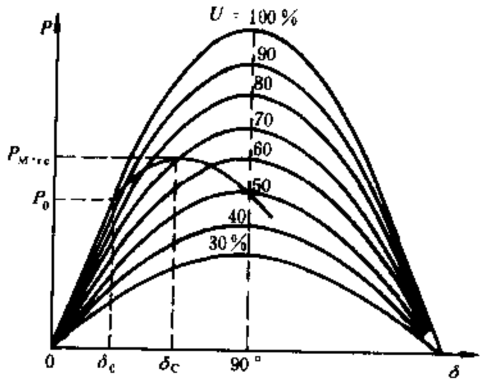


图 12-5 实际功率特性曲线

现代电力系统中的发电机，都装有自动励磁调节装置，当输送功率 P 增加时，发电机

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

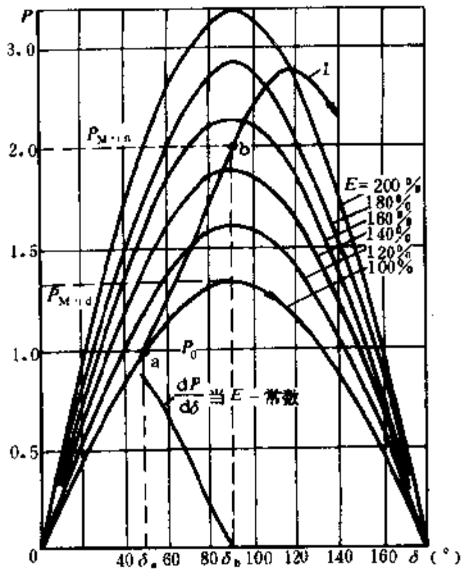


图 12-6 内功率极限的确定
($\delta_b=90°$)

内电动势 E 随端电压 U_G 的降低而增大，使 U_G 维持在一定水平。计及电动势变化的功率特性曲线称为外功率特性曲线，如图 12-6 中的曲线 1。当 $\delta=90°$时对应外功率特性曲线上的功率即为内功率极限 $P_{M,in}$，在这点上运行时，调节装置的微小失灵将导致静态稳定破坏。

电力系统的静态稳定问题，除发电机与系统并列运行的稳定性外，还有负荷的电压稳定性问题。

对于图 12-7 所示的简单供电系统，发电机发出的有功功率和无功功率分别为

$$P_G=\frac{EU}{X_\Sigma}\sin\delta \tag{12-5}$$

$$Q_G=\frac{EU}{X_\Sigma}\cos\delta \tag{12-6}$$

在系统某一运行电压时，近似地认为发电机发出的有功功率等于电动机拖动的机械功率，则发电机的无功功率与 U 的关系如图 12-8 (a) 中的曲线 1 所示，电动机从系统吸收的无功功

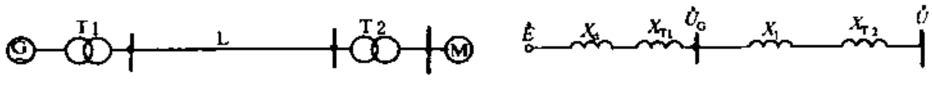


图 12-7 简单供电系统及等值电路图
(a) 系统图；(b) 等值电路图

率 Q_M 与 U 的关系如图 12-8 (a) 中的曲线 2 所示。电动机运行在 A 点是稳定的。对应 (Q_G-Q_M) 与 U 关系曲线最大值处的电压 U_{lj}称为临界电压。在极限运行方式下，电源和负荷的无功功率特性曲线相切于临界电压点，如图 12-8 (b) 所示，这时只要受到微小干扰，电压将不断下降，出现电压崩溃，负荷失去稳定。

二、静态稳定储备系数

系统运行中，当输电线路上的传输功率接近其极限功率，或系统枢纽点电压接近临界电压值时，有进入不稳定区和稳定运行破坏的危险，所以需控制线路的负荷和枢纽点电压，使其具有一定的稳定储备。

有功功率和电压储备系数定义为

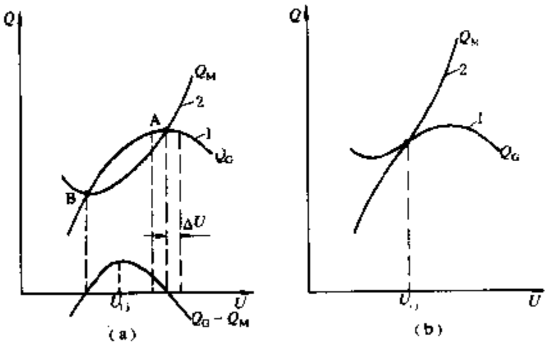


图 12-8 无功功率特性曲线
(a) 系统在某一运行电压时；(b) 在极限运行方式下

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$K_P = \frac{P_M - P}{P} \tag{12-7}$$

$$K_U = \frac{U - U_{lj}}{U} \tag{12-8}$$

式中 P_M——线路极限输送功率（MW）；

P——该运行方式下线路输送功率（MW）；

U——该运行方式下负荷枢纽点电压（kV）；

U_{lj}——上述枢纽点的临界电压（kV）。

在正常运行方式和正常检修运行方式下，$K_P \geqslant 0.15 \sim 0.2$*，$K_U \geqslant 0.1 \sim 0.15$*；在事故后运行方式和特殊运行方式下，$K_P \geqslant 0.10$*，$K_U \geqslant 0.08$*。

在前苏联资料中，对有功功率储备系数定义为

$$K_P = \frac{P_M - P - \Delta P}{P} \tag{12-9}$$

式中 ΔP——系统间联络线上不可调的潮流波动（MW）。

互联系统间联络线上不可调的潮流波动 ΔP，主要是由互联系统内较小容量的系统中功率波动引起的，其大小由测量确定，或按较小容量的系统中的频率偏移按式（12-10）计算（当孤立运行时）

$$\Delta P = K_C \frac{\Delta f}{f} P_\Sigma \tag{12-10}$$

式中 K_C——系统综合频率静态特性斜率；

$\frac{\Delta f}{f}$——相对频率偏移；

P_Σ——系统总负荷。

当缺少测量和频率偏移资料时，联络线上的潮流波动可由下式求得

$$\Delta P = K\sqrt{P} \tag{12-11}$$

式中 P——较小容量系统的负荷（MW）；

K——系数，功率为手动调节时取 1.5，自动调节时取 0.75。

对于 2000MW 以上的系统，ΔP 可取较小系统容量的 2%（当自动调节功率时）。

为更精确计算潮流波动，式（12-11）中的 P 值可取互联系统负荷的几何平均值，按式（12-12）计算

$$P = \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \tag{12-12}$$

式中 P_1、P_2——互联系统内单个系统的负荷。

现代化的大型电力系统，网络结构复杂，各枢纽点（一般有不同级电压）之间的连接线较多，单条线路的静稳定极限已不足以说明网络整体的传输能力，所以对于复杂电网，传输能力用断面（或一组联络线）上的静态稳定极限表示，它等于各连接线在静稳定极限运

* K_P、K_U 值引自《电力系统安全稳定导则》。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

行方式下的潮流总和。断面上的功率传输极限总是小于单条线路的功率传输极限之和。

三、静稳定计算方法

（一）实用判据法

常用有功功率对功角的微分$\frac{dP}{d\delta}$及无功功率对电压的微分$\frac{dQ}{dU}$来判断系统的稳定性。前者是从系统有功功率储备的角度来检验系统的稳定性，当$\frac{dP}{d\delta}\geqslant0$时系统是稳定的；后者是从系统中无功功率储备的角度来检验系统的稳定性，常用于无功功率缺乏、电压水平较低的系统中，当$\frac{dQ}{dU}\leqslant0$时系统是稳定的。

为计算静态稳定极限，可逐步改变运行方式使待求输电线路（或枢纽间断面）负荷加重，然后对各个加重负荷的运行方式，用$\frac{dP}{d\delta}$判据判断其稳定性。

当用$\frac{dQ}{dU}$判据来判断电力系统的稳定性时，首先确定一个负荷中心为计算节点，然后逐步降低该节点的电压进行运行方式计算，用$\frac{dQ}{dU}$判据判断其稳定性。与系统出现不稳定之前的那一个运行方式对应的负荷中心节点电压即为临界电压，此时从无功电压角度看已达到稳定极限。

（二）小振荡法

小振荡法亦称小干扰法，是理论上严格地分析复杂系统静态稳定的一种方法。该法首先列出描述电力系统运行的状态方程——微分方程组，状态变量为发电机功率角，这一微分方程组通常是非线性的，然后将它们在起始状态点进行线性化，得出状态变量偏移量的“一次近似”的线性微分方程组，再根据其特征方程式根的性质来判断系统的稳定性。它的一般形式为

$$p\Delta \boldsymbol{X} = \boldsymbol{A}\boldsymbol{X} \tag{12-13}$$

式中 $p=\frac{d}{dt}$——微分算子；

$\boldsymbol{X}$——状态变量δ（功角）、ω（转速）；

$\Delta\boldsymbol{X}$——状态变量偏移量的列向量；

$\boldsymbol{A}$——状态方程组的系数组成的矩阵；

$p\Delta\boldsymbol{X}$——状态变量偏移量的导数组成的列向量。

线性微分方程组的特征方程式为

$$|\boldsymbol{A} - \lambda \boldsymbol{I}| = 0 \tag{12-14}$$

如果特征方程所有根λ_1，λ_2，…，λ_n都具有负的实部（负实根或实部为负的复根），则系统所对应的稳态运行情况是稳定的。如果全部根中至少有一个根具有正的实部（正实根或实部为正的复数），则系统对应的运行情况是不稳定的。如果特征方程式根中出现一个零根或纯虚根，而其余各根都具有负的实部，这种情况是稳定的“临界情况”。从电力系统运行的观点来说，一般可以将临界情况视为稳定极限运行情况。

计算系统静稳定极限时，拟出从正常运行方式过渡到极限运行方式的过渡方案，然后使运行方式逐步加重，并对每个过渡运行方式应用小振荡法判断其稳定性，一直到某一运

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

行方式不稳定为止，在以前的一个运行方式便是按静稳定的极限运行方式。这种计算在电子计算机上进行。

在静态稳定计算中，一般负荷用恒定阻抗代表，发电机用恒定暂态电动势和暂态阻抗代表。当校验重要主干输电线路的输送功率时，要考虑负荷的静态特性，对弱联的联络线两端容易受频率波动影响的负荷，还要考虑其频率特性。

第三节 暂态稳定和动态稳定计算

一、暂态稳定和动态稳定的基本概念

暂态稳定是指电力系统受到大干扰后各同步电机保持同步运行并恢复到原来稳态运行方式或过渡到新的稳态运行方式的能力。大干扰是指这样的干扰，即在其作用下电力系统运行参数的变化量与参数本身可相比（如切除大负荷、发电机、输电线路以及发生短路等等），研究的时间范围一般指发生干扰后 1～2 个摇摆周期。

动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力。

在暂态稳定计算中，对图 12-1 所示的简单输电系统，发电机用 E_d' 和 X_d' 表示，则在正常运行方式时发电机与系统的联系阻抗为

$$X_{\mathrm{I}} = X_d' + X_T + \frac{X_l}{2} \tag{12-15}$$

发电机的输出功率为

$$P_{\mathrm{I}} = \frac{E_d'U}{X_{\mathrm{I}}}\sin\delta \tag{12-16}$$

如果突然在一回输电线路始端发生不对称短路，则发电机与系统的联系阻抗及其输出功率分别为

$$X_{\mathrm{II}} = X_{\mathrm{I}} + \frac{(X_d' + X_T)\left(\frac{X_l}{2}\right)}{X_\Delta} \tag{12-17}$$

$$P_{\mathrm{II}} = \frac{E_d'U}{X_{\mathrm{II}}}\sin\delta \tag{12-18}$$

式 12-17 中 X_Δ 为接入故障点的附加阻抗，与短路型式有关（参见表 12-2）。

短路故障发生后，继电保护装置迅速断开故障线路两端的断路器，这时发电机与系统的联系阻抗及其输出功率分别为

$$X_{\mathrm{III}} = X_{\mathrm{I}} + \frac{X_l}{2} \tag{12-19}$$

$$P_{\mathrm{III}} = \frac{E_d'U}{X_{\mathrm{III}}}\sin\delta \tag{12-20}$$

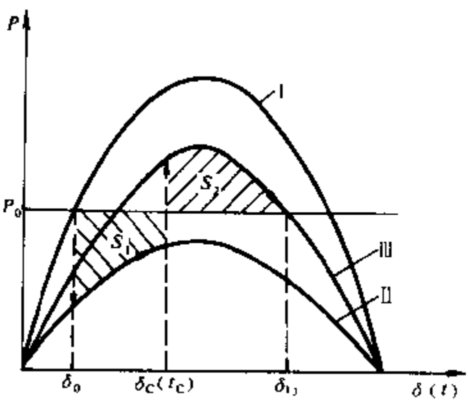


图 12-9 功角特性曲线

Ⅰ—正常运行方式；Ⅱ—事故运行方式；Ⅲ—事故后运行方式

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

由于 $X_{\mathrm{I}}<X_{\mathrm{II}}<X_{\mathrm{I}}$，故 $P_{\mathrm{I}}>P_{\mathrm{II}}>P_{\mathrm{I}}$。运行方式变化时的功角特性如图 12-9 所示。

对简单输电系统的暂态稳定分析，可应用面积定则，研究发电机转子偏离平衡点的摆动幅度，确定故障线必须切除时转子摇摆的最大角度 δ_C，δ_C 从加速面积 S_1 与减速面积 S_2 相等的条件求得，从图 12-9 有

$$\delta_C = \arccos\left[\frac{P_0(\delta_{1j}-\delta_0)+P_{\mathrm{II}m}\cos\delta_{1j}-P_{\mathrm{I}m}\cos\delta_0}{P_{\mathrm{II}m}-P_{\mathrm{I}m}}\right] \tag{12-21}$$

式中 $P_{\mathrm{I}m}$——事故运行方式时电功率的最大值（MW）；

$P_{\mathrm{II}m}$——事故后运行方式时电功率的最大值（MW）；

δ_0——运行方式的起始角（rad）；

δ_{1j}——运行方式的临界角（rad）。

从理论上说，故障切除时间小于 t_C（对应 δ_C），系统是暂态稳定的，但切除时间越短，对系统的影响越小。目前超高压电力系统中，故障切除时间可缩短至 0.1s。

对于复杂电力系统，当发生故障以后，各发电机转子都发生摇摆，故障点电压急剧下降。当故障消除以后，各发电机转子间相对角的摇摆幅值逐渐衰减，故障点（或某些枢纽点）电压逐渐恢复至正常值或允许值，系统进入新的稳态运行方式。若在暂态过程中发电机转子间相对角的摇摆幅值不断增加，或电压不能恢复至允许值，则系统失去稳定。

二、暂（动）态稳定计算方法

对于简单输电系统，暂态稳定计算可用分段积分法进行，计算中把发电机功角随时间变化的整个暂态过程，分成相等的时间间隔 Δt，在此时间间隔内，假定发电机的送出功率和起始功率之差 ΔP 为定值对运动方程积分，则发电机功角增量具有以下形式

$$\begin{aligned}\Delta\delta_1 &= K\times 0.5\times \Delta P_0\\ \Delta\delta_2 &= \Delta\delta_1 + K\Delta P_1\\ &\vdots\\ \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} + K\Delta P_{n-1}\end{aligned}$$

这里，$\Delta\delta_1$，$\Delta\delta_2$，…，$\Delta\delta_n$ 及 ΔP_0，ΔP_1，…，ΔP_{n-1}分别为各时间段的功角增量和过剩功率。K 为加速常数，以下式计算

$$K = \frac{360 f\Delta t^2}{S_G J} \tag{12-22}$$

式中 Δt——计算的时间间隔（s）；

J——发电机惯性常数（s）；

S_G——发电机额定容量（MVA）；

f——系统额定频率（f=50Hz）。

根据功角随时间的变化，作出 $\delta=f(t)$ 曲线后判别系统是否稳定。计算中时间间隔可取 0.02～0.1s。如果在某一时间段 n 时运行方式发生突变，相应过剩功率由 ΔP_{n-1}突变至 $\Delta P'_{n-1}$，则在 n 时间段的功角增量为

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + 0.5K(\Delta P_{n-1} + \Delta P'_{n-1})$$

对于复杂电力系统，暂态稳定计算需要用交流计算台、动态模拟、数字电子计算机等

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

工具进行。目前普遍采用数字电子计算机。

当用数字电子计算机作稳定计算时，需要建立电力系统网络的数学模型（和潮流计算相同），建立描述发电机状态变化的数学模型（包括电动势变化方程、转子运动方程、励磁系统暂态方程、调速系统方程等），以及建立负荷的数学模型等，编制计算程序。暂态（动态）稳定计算中普遍采用隐式梯形积分法，它的主要特点是：

1）用隐式梯形积分原理把微分方程化为差分方程；

2）电力系统网络方程采用电流形式的非线性方程；

3）差分方程和代数方程采用牛顿法联立求解。

暂（动）态稳定计算用的计算机程序，我国较为普遍采用的是BPA暂态稳定程序和电力工业部电力科学研究院编的综合暂态稳定程序等。计算程序可以计算各种提高暂态稳定的措施，可以计及安全自动装置，可以考虑直流输电线路，可以考虑负荷的动态特性，发电机和原动机都有多种模型。

暂态稳定计算常用于确定单台机组（或一个电厂）当附近故障时受到瞬时性大冲击后初始阶段的稳定问题，限于相对短的时间（一般为1s以内）。传统上暂态稳定计算应用经典发电机模型，即发电机用暂态电抗及恒定暂态电动势表示，但现代实践趋向于应用发电机、励磁系统和调速系统的详细模型。

目前大型电力系统中新投产的大型同步发电机，大都装有高起始响应的快速强励系统和各种自动调节装置，当电力系统遭到干扰以后，系统响应快，若系统参数匹配不当，往往要经历一段较长的振荡过程，即动态稳定过程，才能确定系统是否稳定。动态稳定计算可能着眼于单台机组（或一个电厂），但更多的是为获得大的系统响应（large system response）。研究时间段或许要5～10s，有时甚至超过30s，此时必须要应用发电机磁通、励磁系统、调速系统和其他设备的动态模型。至于是否要进行动态稳定计算，则主要由计算任务确定。

第四节 稳定计算参数的准备及系统各元件的模拟

稳定计算是在潮流计算的基础上进行的，除潮流计算有关参数外，需准备和考虑以下几点。

一、发电机有关参数的计算和考虑

（一）惯性常数

该常数表示在发电机轴上施加额定转矩后，转子从停顿状态加速到额定转速时所经过的时间，当归算至基准容量时按下式计算

$$J=\frac{2.74GD^2n^2}{S_j}\times10^{-6}\quad \text{s} \tag{12-23}$$

式中 GD^2——发电机转子加原动机转子的转动惯量（kg·m²）；

n——发电机组额定转速（r/min）；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

S_j —— 基准容量（MVA）。

发电机组的惯性也可以用机组的动能 E_G 或单位千瓦动能 E 表示，此时

$$E_G = \frac{1}{2}JS_j \qquad \text{MVA}\cdot\text{s} \tag{12-24}$$

$$E = \frac{1}{2}J \qquad \text{MVA}\cdot\text{s/MVA} \tag{12-25}$$

有多台机组的发电厂需用一台等值机代替时，其惯性常数可用近似式计算

$$J_\Sigma = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_i J_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i} \tag{12-26}$$

式中 J_Σ——等值机惯性常数（s）；

S_i——发电厂内第 i 台机组的容量（MVA）；

J_i——发电厂内第 i 台机组以自身容量为基准的惯性常数（s）；

n——发电厂内的机组台数。

同样，当需要把一个局部系统用一台等值机代替时，其惯性常数可参照式（12-26）进行计算。

（二）发电机模型及参数

根据稳定计算的不同要求，采用不同的发电机模型。在设计阶段暂态稳定计算中，一般发电机采用经典模型，即以暂态电抗 X_d' 及暂态电抗后电动势 E' 或其在直轴上的投影 E_d' 恒定来表示。当需要计及励磁调节的影响和考虑阻尼绕组以及饱和特性时，则采用双轴模型，其有关参数为 X_d、X_d'、X_d''、X_q、X_q'、X_q''、T_{d0}'、T_{d0}''、T_{q0}'、T_{q0}''、S_G、GD^2 等。

二、励磁系统

随着发电机组容量的增大，励磁系统已由旋转直流电机励磁、旋转交流电机励磁，发展到无刷励磁和静止晶闸管励磁，励磁系统特性如励磁电压顶值倍数和上升速度等，对系统稳定有一定影响。在设计阶段的暂态稳定计算中，一般不考虑励磁调节的影响。当研究发电机励磁系统参数对系统稳定的影响、系统协调励磁调节以及其他动态稳定课题时，需要考虑电动势变化和对励磁系统作详细模拟。根据励磁装置的类型，选用不同的模型。主要参数除励磁电压顶值倍数和上升速度外，还有励磁机时间常数、励磁机饱和系数、调压器增益、调压放大器和滤波器时间常数等。各类励磁系统模型框图及其参数见第十六章附录 16-2。

当励磁系统中装置电力系统稳定器（PSS）时，则根据稳定器模型，准备回路的电压控制增益、电压变送器时间常数、频率（或加速功率、轴滑差）控制增益及时间常数、PSS 控制时间常数以及各控制环节的滞后和超前时间常数等参数。

三、调速系统

由于调速器动作有一定时滞，在故障发生瞬间及故障后若干周，原动机的功率是不变的，故在暂态稳定计算中一般忽略调速器的影响。对于那些需要采用汽轮机快速关闭汽门以提高系统稳定的机组和系统中机组调速器特性差别较大（如水火电机组比例相当的系

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

统）的情况，应尽可能考虑原动机调速特性。涉及的主要参数有调差系数、汽轮机再热器时间常数（对水轮机为水锤效应时间常数）、汽轮机阀碗时间常数等。

四、负荷模型

负荷通常用恒定阻抗或用函数关系表示。

（一）恒定阻抗表示法

$$Z = \frac{U^2}{W_L}(\cos\varphi_L + j\sin\varphi_L) \quad (\Omega) \tag{12-27}$$

式中 W_L——负荷功率（MVA）；

φ_L——负荷功率因数角（°）；

U——负荷电压（kV），由系统正常运行时的计算中取得，可近似地用电网平均电压代表。

（二）负荷静态特性的数学表达式

$$P_L = P_0[A_PU^2 + B_PU + C_P + D_P(1 + \Delta fK_P)] \tag{12-28}$$

$$Q_L = Q_0[A_QU^2 + B_QU + C_Q + D_Q(1 + \Delta fK_Q)] \tag{12-29}$$

或

$$P_L = P_0[(A_PU^2 + B_PU + C_P)(1 + \Delta fK_P)] \tag{12-30}$$

$$Q_L = Q_0[(A_QU^2 + B_QU + C_Q)(1 + \Delta fK_Q)] \tag{12-31}$$

式中 P_0、Q_0——潮流中初始负荷功率（MW、Mvar 或标么值）；

U——负荷点电压（标么值）；

A_P、A_Q——恒定阻抗负荷百分数（用小数表示）；

B_P、B_Q——恒定电流负荷百分数（用小数表示）；

C_P、C_Q——恒定功率负荷百分数（用小数表示）；

D_P、D_Q——与频率有关的负荷百分数（用小数表示）；

K_P、K_Q——频率调节效应系数，一般 $K_P=2\sim3$，$K_Q=-1\sim-10$。

显然式（12-28）、式（12-29）中有 $A_P+B_P+C_P+D_P=1$，$A_Q+B_Q+C_Q+D_Q=1$；式（12-30）、式（12-31）中有 $A_P+B_P+C_P=1$，$A_Q+B_Q+C_Q=1$。

负荷的静态特性（包括电压静特性和频率静特性），可以通过对各点负荷实测求得。

要获得精确的负荷的电压和频率特性是比较困难的，因此往往采用近似办法，如《华东电网稳定计算暂行规定》中规定："在使用BPA程序进行稳定计算时，考虑负荷的电压、频率特性，华东电网内选用60%恒功率、40%恒阻抗"。

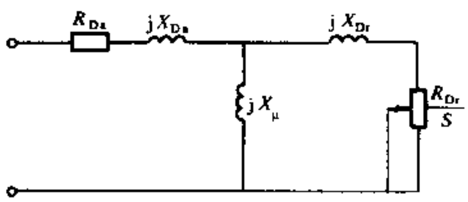


图 12-10 感应电动机静态模型

R_{Ds}—定子电阻；X_{Ds}—定子电抗；R_{Dr}—转子电阻；X_{Dr}—转子电抗；X_μ—励磁电抗；S—滑差

对比较集中的大容量电动机负荷的模型，可在相应的 110（66）kV 高压母线用一等价感应电动机负荷与并联的静态负荷代表。感应电动机静态模型如图 12-10 所示。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

五、网络简化

为减少计算机占用容量和计算时间，在不影响计算结果精度的前提下，对计算网络可作适当简化。简化前应首先明确计算对象，即哪些发电厂或输电线路需要检验其稳定性。对有多台发电机的电厂，根据计算目的，可等值为一台或二台发电机。离计算对象电气距离较远的系统，视具体条件进行等值归并，把负荷按力矩原理移置或与电源消去，以一个等值发电机和等值负荷代表。对有多级电压的网络系统，接在比计算对象低二级及以上电压系统的电源一般可以与负荷消去，特别是小水电和小火电；在计算网络中一般允许只保留二级电压；按计算需要也可以将低一级电压网络解环或将负荷移置到邻近变电所母线上。

六、起始运行方式的选择

起始运行方式对系统的暂态稳定计算结果有很大影响，暂态稳定计算是在潮流计算的基础上进行的，为此应对起始运行方式的潮流分布进行分析：整个系统潮流分布最大是否正常，无功功率流向是否合理，各枢纽点电压是否在正常变动范围，各发电厂的开机方式是否能满足计算中潮流变化等。根据计算目的和对象不同，必要时可进行调整。

七、故障类型、故障点及重合闸时间的选择

（一）故障类型

电力系统运行经验表明，电力网络中故障主要发生在输电线路上，而线路故障分单相故障、相间故障和三相故障，其中以单相接地故障占绝大多数。在暂态稳定计算中，根据不同的网络结构和系统特点以及系统稳定计算要求分别选择下列故障类型：

1）单回输电线路发生单相瞬时接地故障重合成功；

2）同级电压多回输电线和环网发生单相永久接地故障重合不成功及无故障断开不重合（对于水电厂的直接送出线，必要时可采用切机措施）；

3）主干输电线路各侧变电所同级电压的相邻线路发生单相永久接地故障重合不成功及无故障断开不重合；

4）核电厂送出线出口及已形成多回路网络结构的受端主干网络发生三相短路不重合；

5）任一台发电机组（除占系统容量比例过大者外）跳闸或失磁；

6）系统中任一大负荷突然变化（如冲击负荷或大负荷突然退出）。

以上故障时系统应保持稳定运行和正常供电。

暂态稳定计算还应校核以下故障型式。

1）单回输电线发生单相永久接地故障重合不成功；

2）同级电压多回输电线、环网及网络低一级电压线路发生三相短路不重合。

发生以上故障时可采取措施保持系统稳定运行，并允许损失部分负荷。

（二）故障点

应选择对计算对象干扰最严重的地方，一般选在最大正常运行方式下线路潮流的送端。在计算低一级电压网络故障对主网稳定的影响时，故障点则选在低一级电压网络离主干线最近处（电气距离）。

（三）切除故障时间及重合闸时间

切除故障时间包括继电保护装置动作时间、断路器全分闸时间，由装置和断路器本身

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

决定；重合闸时间则根据稳定计算要求（如快速重合或慢速重合）而定，对 330kV 及以上的超高压线路，发生单相接地故障时则要考虑线路上潜供电流的灭弧时间及弧道去游离时间。目前国内采用的切除故障及重合闸时间见表 12-1。

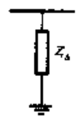
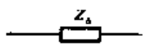
表 12-1　　超高压线路重合闸时间表

项目 \ 电压（kV）\ 重合闸种类	综合重合闸			三相重合闸			备注
	220	330	500	220	330	500	
切除故障时间（s）	0.1～0.15	0.1～0.12	0.08～0.1	0.1～0.15	0.1～0.12	0.08～0.1	
重合闸时间（s）	0.5～1.0	0.5～1.0	0.6～1.0	0.4	0.4～0.5	0.5	指切除故障后的时间间隔
再切除故障时间（s）	0.1～0.15	0.1～0.12	0.08～0.1	0.1～0.15	0.1～0.12	0.1	

（四）序网阻抗图和故障阻抗

潮流计算和短路电流计算中建立序网阻抗图的方法和步骤，同样适用于稳定计算中正、负、零序网络的建立。稳定计算中正序网络故障点接入的故障阻抗见表 12-2。

表 12-2　　故障阻抗表

故障种类	正序网络故障点接入的阻抗		备注
三相短路	$Z_\Delta=0$		$Z_{2\Sigma}$、$Z_{0\Sigma}$为从短路点看进去的负序和零序等值阻抗
两相短路	$Z_\Delta=Z_{2\Sigma}$		
两相接地短路	$Z_\Delta=\dfrac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}}$		
单相短路	$Z_\Delta=Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}$		
一相断开	$Z_\Delta=\dfrac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}}$		$Z_{2\Sigma}$、$Z_{0\Sigma}$为从断路器断口看进去的等值阻抗，接在断口处

正序、负序等值阻抗的归并和接入故障点，由计算机自动完成。

第五节　稳定计算结果分析

稳定计算结果通常以线路或枢纽间断面上的按静态稳定条件和暂态稳定条件的极限输送容量表示。对于复杂电力系统，运行方式是多种多样的，因而计算结果不是唯一值。因计算结果很大程度上决定于选用的原始参数，对远景网络，很多参数具有概率特点和不定性。因此对计算结果除了与设计经验数据或以往计算结果进行比较作出专家判断外，为说明参数不定性对计算结果的影响，必要时还应对某些参数作灵敏度分析计算，提出计算结果范围，供工程决策时进行方案比较。另外，计算结果与具体计算条件相关，如被研究输电线路附近发电机的运行方式、励磁参数及自动装置的动作时间等，都应予以分析说明。现着重分析影响计算结果的几方面因素。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一、网络结构对系统稳定的影响

对系统稳定具有决定性影响的因素是系统的网络结构，如电网的最高电压，网络结构的紧密程度，所计算的输电系统送、受端容量的大小及比例，输电线路长度，以及中间系统强弱等等。网络结构不同，稳定水平往往差别较大。系统中有无坚强的网架是稳定水平高低的关键之一；同一级电压线路的环网结构一般对稳定有利（但环网不宜过大）；不同电压级线路的电磁环网，当高一级电压系统中故障时往往影响到低一级电压系统的稳定性；送端电源联合向负荷中心输电的稳定水平较各个电源单独向负荷中心输电的稳定水平高；受端系统强，如有紧密的环网结构，主要电源接在电网最高一级电压等，整个系统的稳定水平高；小的受端系统通过弱联系和大系统相连接的情况容易发生稳定事故。

二、运行方式对系统稳定的影响

系统的运行方式对稳定有较大影响，主要分析在起始运行方式下各主干线路的潮流分布是否均匀合理；线路输送容量有否足够裕度；受端系统中无功电源是否充裕并能自动调节；系统中各枢纽点电压水平的高低等。

三、励磁系统对系统稳定的影响

发电机组如装有快速强行励磁装置，则能在系统发生故障瞬间，快速和大幅度增加励磁电流，使发电机内电动势迅速上升，从而提高输电系统的暂态稳定极限。强励倍数的大小、电压响应时间的快慢都是影响稳定的因素，特别是故障点附近的发电机的强励倍数和电压响应时间的影响尤为显著，故一般提高暂态稳定的措施从这些方面加以考虑。

四、安全自动装置对系统稳定的影响

系统安全自动装置的配置，对稳定计算结果有直接影响，如输电系统中故障的快速切除和重合闸时间的合理选择，都能提高暂态稳定极限。系统中设置低频减负荷装置、设置解列点等，都对系统总体稳定水平有利。

第六节　提高电力系统稳定的措施

提高电力系统稳定水平的根本办法是合理加强网络结构。加强网络结构所花投资和提高系统稳定水平获得经济效益之间，是一个技术经济比较问题，根据我国国情制定的有关规程导则中，对稳定水平要求已作了详细规定，系统设计中应考虑系统的不同特点，采用各种措施以达到规程要求。

一、提高静态稳定的措施

提高输电线路按静态稳定条件的输送能力，可以从提高系统电压、提高发电机电动势和减小系统元件电抗等方面着手。

(1) 提高输电线路的电压等级。

(2) 采用控制系统整体运行方式及其元件的自动装置，首先是同步发电机采用强力式自动励磁调节装置，以提高励磁响应速度。

(3) 采用紧凑型输电线路，增加相导线分裂数，减小单位长度电抗，提高线路的自然功率。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(4) 采用串联电容补偿装置，缩短线路的电气距离。在我国电力系统中，西北刘家峡—天水—关中 330kV 输电线及湖北丹江口—武汉 220kV 输电线上均已采用。

(5) 当线路的输送功率超过自然功率时，在受端及中间变电所装设附加的调相机（据前苏联资料，每装 1Mvar 调相机可提高输送容量 0.5～1.0MW）。采用调相机受到投资大、运行费用高以及机组供水条件等限制，近年来已趋向于采用静止无功补偿装置代替。

(6) 采用可控电抗器和静止无功补偿装置。

二、提高暂态稳定的措施

提高暂态稳定可以从缩短干扰时间，增加系统承受扰动的能力，减少扰动后功率差额等方面着手，可供考虑的主要措施有：

1. 快速切除故障和自动重合闸装置的应用

快速切除故障在功角特性曲线（图 12-9）上表示为减小加速面积和增加减速面积，从而提高系统的稳定度。目前 220kV 系统切除故障时间为 0.1～0.15s，500kV 系统切除故障时间为 0.08～0.1s（见表 12-1）。电力网络中发生的故障大多数是单相瞬时性接地故障，此时采用单相切除故障和单相重合，对提高系统可靠性效果较为明显。对多回路输电系统也可采用三相切除故障和三相重合的措施。

2. 发电机快速强行励磁

当系统中发生短路故障时，发电机输出的电磁功率骤然降低，而原动机的机械输出功率来不及变化，二者失去平衡，发电机转子将加速。采用快速强励，可提高发电机电动势，增加发电机输出功率，从而提高了系统的暂态稳定性。

3. 电力系统稳定器（PSS）

装置快速强励磁的发电机，在暂态过程中可能由于励磁系统反应速度太快，反而降低了发电机的阻尼能力，使发电机在摇摆的第二个周期失去稳定。PSS 装置能抑制发电机第一个摇摆周期角度的摇摆幅度和缩短摇摆时间。

4. 发电机电气制动

当系统发生对称性故障时，在发电机中性点侧串接入或在发电机出口侧并接入负载电阻，吸收发电机的加速动能，达到提高输电系统输送容量的暂态稳定极限。

5. 切发电机和切负荷

当电力系统内输电线路发生永久性故障时，为避免系统失步，可在系统内功率多余地区切除部分发电机，和在功率不足地区切除部分负荷。

6. 输电线路的强行补偿

对具有串联电容补偿的输电线路，在暂态过程中切除补偿装置内部分并联电容器容量，从而进一步提高补偿度。

强行补偿分全相补偿和非全相补偿两种方式，强补方式及强补容量取决于系统接线及稳定要求，非全相强补的时间还与允许的两相运行时间有关。

7. 快速关汽门

当电力系统内发电厂的送出线路发生故障时，可快速降低汽轮机的输入功率，以减少发电机加速的过剩功率，维持网内各发电机的同步运行。70 年代我国已开始研究快关汽门

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

对提高系统暂态稳定的影响，并进行了中间试验。华东系统北仑港发电厂600MW机组已使用这一技术。快关特性曲线如图12-11所示。

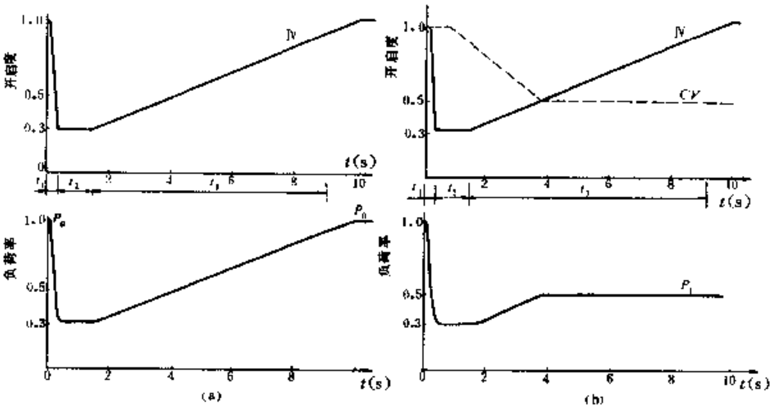


图12-11 机组快关特性曲线

(a) 瞬时快关特性曲线；(b) 快速减出力至 P_1 值特性曲线

IV—中联门动作特性；CV—高压调速阀门动作特性；t_1—阀门关闭时间，0.26s（包括延时动作时间0.05s）；t_2—阀门保持关闭时间，0.2～1.5s，根据需要整定；t_3—阀门开启时间，8～15s，根据需要整定

该装置在线路发生单相瞬时故障时按图12-11（a）的特性曲线动作，当系统发生其他故障时按图12-11（b）的曲线动作，$P_1 \leqslant 1$，根据系统要求整定。线路发生三相短路等严重故障时，该装置可使汽门关闭至发电机仅带厂用电负荷值。

经计算，北仑港电厂使用快关汽门后，可提高线路的暂态稳定极限5%～10%。

除上述几种措施外，还可采用变压器中性点经电阻接地，对长距离输电线路设置中间开关站，改善设备参数（如增大发电机的短路比、增加发电机转动惯量和减小主变压器的短路电压），在事先确定的枢纽点解列系统等措施。

三、系统采用提高稳定措施的考虑

提高电力系统稳定水平的根本措施是加强网络结构，特别在规划设计阶段，如选择合理的输电电压，形成坚强的网架，建立紧密的受端系统等，必要时可根据系统的具体特点，采用一种或几种提高稳定的措施。

提高输电线的电压等级、采用串联电容补偿、采用新的线路结构等措施，需要经过详细的技术经济论证，并充分考虑系统的发展。

改善发电机励磁系统（包括PSS）、快关汽门、自动重合闸装置等对提高系统暂态稳定及可靠性有明显效果，一般都应考虑采用。

电气制动主要用在受端系统容量大、送端系统容量小的情况，对线路瞬时性故障效果较好，对永久性故障效果较差。该装置体积较大，国内都在水电厂中应用，随着系统的发展，效果可能变差。电气制动装置国外也有装设在火电厂和系统变电所内的。

切机措施和电气制动一样适用于受端系统容量大、送端系统容量小的情况，对线路永

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

久性故障有较好效果。切机措施对火电厂实施比较复杂，同时切机将使系统容量减少，可能使系统频率下降，大型火电机组一般不考虑切机。

系统中设置解列点，是系统发生严重故障时防止系统瓦解的有效措施。

第七节 交直流并列系统的稳定问题

直流输电线路因其输送容量和输电距离不受限制，输送功率容易控制和调节速度快，不存在同步发电机与系统并列运行的稳定问题，以及不增加互联系统的短路电流等优点，越来越多地得到应用。在交直流线路并列运行的系统中，当交流输电线路因外部干扰引起输送功率变化时，可按预定要求迅速调节直流输电线路的输送功率，阻尼交流输电系统的功率变化；而当交流输电线路发生故障时，可利用直流输电线路的输送功率裕度和允许的过载能力，短时增加其输送功率，减少送端系统中的发电机功率过剩，保持送、受端同步发电机之间的同步运行，从而提高了系统的暂态稳定性。

在稳定计算中，可根据直流输电系统的具体情况，选择直流功率的调节方式，如按频率偏差、交流输电线的功率角、交流电压等参数的变化率或几个参数的组合进行调节，并按功率恒定或电流恒定的原则进行控制。在交流输电线路发生故障的暂态过程中，应考虑整流阀的过流能力及电流裕度。对直流输电线路本身，则要考虑直流母线双极短路、直流线路上某一处极间故障、直流线路双极阀闭锁、直流功率反向，以及直流功率按指定值改变等情况。

第八节 电力系统低频振荡

一、基本特性

低频振荡是互联电力系统弱连接情况下的重要稳定问题之一。低频振荡是一种机电自由振荡，内在原因是系统缺乏阻尼。其振荡频率的主要分量较低（相对于工频），约几分之一到几赫，它的诱发因素一般是在系统参数正常变动范围之内，当外界强迫因素具有与系统固有频率相近的频率分量时会使振幅显著增加。低频振荡较大时将使线路或发电机的稳态输送能力降低，严重时可能影响整个电力系统的稳定。在低阻尼电力系统中，阻尼限制因素所决定的线路传输容量极限通常比静稳定极限低。

二、分析方法

低频振荡属于系统机械模式的振荡，可用线性系统模型作近似分析。

对于“一机对无限大母线”系统，发电机转子运动方程为

$$J\frac{d\omega}{dt}+D\omega=M_T-M_C \tag{12-32}$$

式中 J——发电机惯性常数；

D——发电机机械阻尼系数；

M_T——输入机械转矩；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

M_C——输出电气转矩；

ω——发电机转速。

由于转矩和转速在周期性振荡中可按向量处理，因此式（12-33）可写成线性转矩方程

$$J\frac{d\Delta\omega}{dt}+D\Delta\omega=\Delta M_T-\Delta M_C \tag{12-33}$$

在大型电力系统中，发电机的机械阻尼同平息系统振荡所需的阻尼相比小得多，所以可取 $D=0$。又因调速器的动作速度不能快得足以影响机械转矩，故可取 $\Delta M_T=0$，而电气转矩的变化表示为

$$\Delta M_C=K_t\Delta\delta+K_d\Delta\omega \tag{12-34}$$

式中 K_t——同步转矩系数；

K_d——等值阻尼转矩系数。

当标么转子速度用基准转速 $\omega_0=2\pi f_0$（rad/s）和转矩角 δ（rad）表示时，有

$$\frac{d^2}{dt^2}\Delta\delta+\frac{K_d}{J}\frac{d}{dt}\Delta\delta+\frac{\omega_0K_t}{J}\Delta\delta=0 \tag{12-35}$$

相应的特征方程及机电振荡特征值为

$$p^2+\frac{K_d}{J}p+\frac{\omega_0K_t}{J}=0 \tag{12-36}$$

$$\alpha\pm j\omega=-\frac{K_d}{J}\pm j\sqrt{\frac{\omega_0K_t}{2J}-\left(\frac{K_d}{2J}\right)^2} \tag{12-37}$$

当 $\alpha<0$ 时系统振荡为衰减振荡；当 $\alpha>0$ 时系统振荡为增幅振荡。当 $K_d=0$ 时，系统振荡频率等于系统自然振荡频率，即

$$\omega=\omega_n=\sqrt{\frac{\omega_0K_t}{J}} \tag{12-38}$$

系统振荡特性与系统网络结构、系统运行方式及发电机励磁控制系统有关，在一定的系统结构条件下，为防止运行方式变化时产生低频振荡，可采用发电机附加励磁来改善系统阻尼特性，即在阻尼性能差的机组上装设电力系统稳定器（PSS)。对多机系统低频振荡稳定性的最终解决，需要在各电力系统稳定器之间进行协调、调整，以达到它们的最佳效果。

三、低频振荡试验实例

在我国电力系统的运行实践中，曾出现过低频振荡的情况，有关单位进行过计算及试验分析，举例于下。

（一）西北—西南电力系统联网静稳定试验

西北和西南两个电力系统于 1983 年 12 月通过碧口水电厂的两条出线碧口—广元、碧口—洋县线，实现 220kV 联网运行。1984 年 1 月在碧口水电厂进行了现场试验。试验时两电网的情况是：西北电网装机 4608MW，全网负荷 3300MW，主网电压为 330kV；西南电网总装机 4326MW，全网负荷 3200MW，主网电压为 220kV。试验有关结果摘录如下。

1. 联络线输送功率极限

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

在枯水期的运行方式下，碧广线静稳定极限为350MW，碧洋线倒送时的静稳定极限为190MW。

2. 不规则的功率波动和低频振荡

在正常运行方式下，联络线存在不规则的功率波动，幅值约为35MW，占互联两网中较小电网负荷的1.4%。在正常运行情况下，联络线功率变化不大时，无明显的低频振荡；当联络线功率变化较大时，则有非增幅性的低频分量，其频率为0.15~0.25Hz；当联络线功率达到极限输送容量时，可以看到增幅性的低频振荡，最大双向振幅为传输功率的28%，频率为0.167Hz。

（二）湖南电力系统低频振荡试验及计算分析

湖南电力系统于1983年第一季度进行了低频振荡试验。试验是按计划将220kV柘溪—湘潭线降压至110kV运行，结果出现了预期的低频振荡。试验中在各主要节点进行了数据记录，在柘溪水电厂及湘潭变电所录了波。

试验数据及结果见表12-3。

表12-3　柘溪—湘潭线低频振荡试验结果表

项　目		柘溪—湘潭线潮流及振荡频率			电　压 $U\pm\Delta U$ (kV)	备　注
		$P\pm\Delta P$ (MW)	f (Hz)	$Q\pm\Delta Q$ (Mvar)		
柘溪5号、6号机录波图上对应数据	1	101±2.85	0.56	30±1.9	120.3±0.5	f根据现场录波图计算而得
	2	107±2.48	0.65	26±1.69	114.1±0.37	
	3	109.5±4.05	0.65	27.3±3.69	113.8±0.56	

湖南大学根据试验数据，用多机系统低频振荡计算程序作校核计算及分析，计算结果与试验结果基本一致，证实0.65Hz的振荡是由柘湘线降压运行引起的，即系柘溪水电厂机组离主网电气距离增加，与系统联系强度削弱所致。

第九节　电力系统中的次同步谐振（SSR）

在超高压远距离输电系统中，采用串联电容补偿技术，以提高线路输电能力和提高系统稳定性，是一种有效和经济的措施。大型汽轮发电机组经串联电容补偿（特别是补偿度较高时）的线路接入系统时，在某种运行方式与补偿度的情况下，有可能在机械与电气系统之间发生谐振，其振荡频率低于电网额定频率，故这种振荡称为次同步谐振（SSR）。美国南加里福尼亚爱迪生电气公司Mohave电厂1970、1971年发生的两次轴系损坏事故，说明了次同步谐振的严重危害性。

一、次同步谐振的基本概念

（一）电气串联谐振

含有串联电容补偿的单机对无限大母线的输电系统，如图12-12所示。

串联系统的总阻抗与频率有关，即

$$Z(f)=(R_a+R_T+R_l)+j(X_G+X_T+X_l-X_C)$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

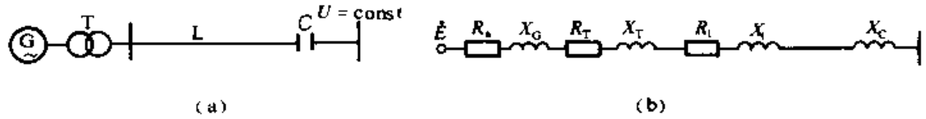


图 12-12 单机对无限大母线输电系统及其等值电路图

(a) 系统图；(b) 等值电路图

$$=(R_a+R_T+R_l)+j\left(2\pi fL_G+2\pi fL_T+2\pi fL_l-\frac{1}{2\pi fC}\right) \qquad (12\text{-}39)$$

式中 R_a——发电机定子电阻；

X_G——发电机等值电抗；

R_T——变压器电阻；

X_T——变压器电抗；

R_l——线路电阻；

X_l——线路电抗；

X_C——串联电容电抗。

当总阻抗中虚数部分等于零时，串联系统将出现电气谐振，谐振频率为

$$f_e=\frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{1}{LC}} \qquad (12\text{-}40)$$

式中 L——发电机、变压器及线路的电感之和；

C——串联电容器电容。

因为输电线路的串联补偿度一般小于 1，故回路的电气谐振频率 f_e 小于电网的额定频率 f_0，即次同步频率。对于复杂电力系统，随运行方式的变化，会有不同的谐振频率。

当系统发生次同步电气谐振时，振荡特性可能是衰减型或增幅型，这取决于总阻抗中 $R_\Sigma=R_a+R_T+R_l$ 的大小与符号，当 R_Σ 为负值时将产生自励振荡，次同步电流将持续增大。

(二) 感应发电机效应

当有串联电容补偿的输电系统（图 12-12）发生电气谐振时，同步发电机在谐振条件下相当于一个感应发电机。感应发电机的等值回路如图 12-13 所示。

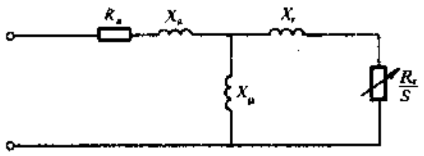


图 12-13 感应发电机的等值回路

R_a—发电机定子电阻；X_a—发电机定子漏抗；R_r—发电机转子电阻；X_r—发电机转子漏抗；X_μ—发电机励磁电抗

相对于发电机定子的次同步旋转磁场，转子的滑差 s 将小于零。

从定子侧看转子的等值电阻 R_r/s 也将是负值，如果 R_r/s 的绝对值大于定子电阻，则在次同步频率下发电机的视在电阻（apparent resistance）也为负值。当发电机负视在电阻的绝对值大于发电机以外系统的电阻时，使系统的振荡具有负阻尼特性，次同步谐振不被衰减，次同步电流持续不断增大。这是同步机的感应发电机效应引起的自励磁振荡。

(三) 电气谐振和轴系相互扭振作用

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

大型汽轮发电机组中汽轮机的高、中、低压汽缸及发电机和励磁机通常都在同一大轴上，组成一个线性的质量弹簧系统，其扭转振荡的固有频率为 f_m

$$f_m=\sqrt{\frac{K}{J}} \tag{12-41}$$

式中 J——转动惯性常数；

K——轴系弹性系数。

实际的大型汽轮发电机轴系，因有几个旋转质量和轴段，因而相应地有几个固有扭振频率和扭振模式，固有扭振频率 f_m 一般在 5～40Hz 之间，低于电网额定频率 f_0，即次同步频率 f_0。

当有串联电容补偿的输电系统发生 $f_e<f_0$ 的电气谐振时，电气谐振频率下的次同步电流将给发电机转子施加一个频率为 $f=f_0-f_e$ 的脉动转矩。如果该频率恰好等于发电机转子轴系的某一个固有扭振频率 f_m，则将激发轴系的振荡。而轴系振荡又通过发电机气隙旋转磁场，在定子中产生频率为 f_e 的次同步电流。电气谐振和轴系扭振相互激励、相互加强，考虑到发电机转子的等值电阻 $R_r/s<0$，此时若输电系统的总电阻为负值，系统谐振呈负阻尼，则电气谐振和轴系扭振都呈增幅振荡，致使轴系破坏。

二、次同步谐振问题的研究方法

输电系统的次同步谐振问题，涉及到电气暂态、机械共振及其相互作用等几方面，振荡频率范围一般在 5～40Hz 之间，研究中网络要用暂态模型，发电机要计及定子暂态及其控制调节系统，转子轴系也要考虑为多质量弹簧系统，数学模型、分析方法及软件编制都比较复杂。国外个别公司开发了数字计算机和模拟计算机的混合模拟分析，但普遍采用的仍是数字计算机分析计算法。

数字计算机的分析计算方法有频域分析法和时域分析法。频域分析法又包括特征值法和频率扫描分析法。特征值计算中，建立机械—电气统一模型的系统状态方程，对所有状态变量进行特征值计算，以判断系统的稳定性。该法也可用于最佳励磁控制设计及 PSS 对抑制次同步谐振现象的研究。但特征值计算只能利用近似的线性模型，一般适用于单机无限大母线系统。频率扫描分析是利用频率扫描程序从发电机端向网络看进去，求系统视在阻抗 $Z(f)$，确定电气系统的谐振频率和阻尼大小。它只作近似计算，但其优点是可对数十台机和成百个节点的复杂系统及其多种运行方式进行处理。

时域分析法的主要优点是可以详细模拟系统的非线性元件和各种控制系统的作用，并可应用于多机复杂系统，但其主要缺点是计算速度慢。因此一般是在频域分析的基础上对特殊的某些运行方式进行计算。

目前一般用电磁暂态程序（EMTP）进行轴系扭振和次同步谐振的时域分析。

三、抑制次同步谐振措施介绍

目前在国外已经应用和文献中提及的措施有下列几种。

1. 静态阻塞滤波器

静态阻塞滤波器是几组串联连接的高 Q 值的并联谐振滤波器，各按轴系的某一扭振固有频率调谐，以三相方式接在升压变压器的高压绕组中（在中性点侧或线路侧）。当相应于

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

任一扭振固有频率的电气谐振发生时，这一频率调谐的滤波器阻抗将变得非常大，从而阻止电气谐振电流的进一步增大。

2. 动态滤波器

动态滤波器是和发电机串联的一个有源部件，可使转子振荡产生的次同步电压降至零，从而防止因电气系统和机械系统相互作用而引起的自激振荡。

3. 动态稳压器

动态稳压器由数个晶闸管调制的分流电抗器组成，并联于被保护的发电机母线上，根据测得的汽轮发电机组转子的振荡信号，围绕一个静态运行点对晶闸管开关的导通角进行调制，使发电机电流中出现可阻尼次同步振荡的分量。

4. 励磁系统阻尼器

励磁系统阻尼器也称辅助励磁控制，它检测转子振荡信号，调制励磁系统的输出，以产生对振荡的阻尼。

5. 线路阻波器

线路阻波器是在输电线已装有串联补偿电容的基础上，再并联接入适量的电容 ΔC 和电感 ΔL 所构成的并联谐振电路，它可以有效地阻止某一个次同步频率的电流在线路中流过。

6. 旁路阻尼滤波器

旁路阻尼滤波器由并联的电感和电容及与其串联的一个阻尼电阻组成，它并在线路的串联电容上，滤波器的电感电容并联回路调谐于系统额定频率。当输电系统中出现次同步谐振频率时，它的对比频率失谐，该支路电抗减小，串联电阻就发生作用。

7. 串联电容器的双间隙保护和 ZnO 保护

为保护发电机组不因输电系统中次同步谐振而引起轴系损坏，与电容并接的间隙整定在大约 2.2 倍标么值的较低电流水平时击穿，而 ZnO 保护则能自动限制通过电容器的电流水平，从而在一定程度上限制暂态转矩和扭矩相互作用。

8. 发电机回路串联电抗器

在发电机和电网之间串接一个电抗器，改变电气系统的自励谐振频率，可防止某些频率的次同步谐振。

为防止次同步谐振的严重后果，发电机组上应加装检测装置和控制回路，当出现危险情况时及时把发电机从系统中切除或切换，以保护发电机。具体措施如下。

1. 扭振继电器

扭振继电器的作用是当检测到汽轮发电机组大轴的应力过大时将机组和输电系统解列。

2. 电枢电流次同步共振继电器

该装置检测出电枢电流中的次同步谐振分量，当出现持续的次同步振荡时切除发电机。为防止不必要的切机，与时间继电器配合延时动作。

3. 轴扭振监测仪

该装置对汽轮发电机组进行连续监测记录，提供数据以便估计由于输电网络干扰或振

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

荡造成的大轴扭振的严重程度和轴系长期疲劳程度。

4. 系统开关操作

当电力系统结构发生变化对发电机可能造成次同步谐振损害时，可将所保护的发电机切换到无串联电容补偿的系统中，或将有串联电容补偿的系统和发电机分开。

5. 机组跳闸系统

机组跳闸系统用来按照预定的电力系统状态和故障位置，提供防止次同步谐振引起的暂态转矩保护。

另外，可从汽轮发电机组本体上作改进，避免发生次同步谐振。具体措施有以下两种。

1. 改变轴系固有扭振频率

若电力系统结构相对稳定，电气系统的自励磁谐振频率大致固定，可考虑改造汽轮发电机组，调整轴系的固有扭振频率，避免与电气系统的自励谐振频率互补，减少扭振相互作用。

2. 加极面阻尼器

加极面阻尼绕组，可减少次同步谐振频率下发电机的负电阻，抑制次同步谐振。

第十节　发电机失磁对系统稳定的影响

同步发电机失磁，是电力系统运行中常见的故障型式之一。与系统并列运行的发电机失去励磁以后，机组转速将上升，同时从系统吸收大量的无功功率，使系统电压下降，引起系统振荡，危及发电机本身及电力系统的安全运行。

一、发电机的失磁过程

发电机失磁以后，发电机和系统的各有关电气量和机械量都发生变化，是电磁和机电的综合过渡过程，它不仅与失磁发电机本身的参数和运行工况有关，而且与电力系统的结构、参数和运行方式有关。分析发电机失磁后的物理过程，可用一个汽轮发电机对无限大母线系统的简化系统进行，如图 12-14 所示。根据该等值系统可写出有关方程。

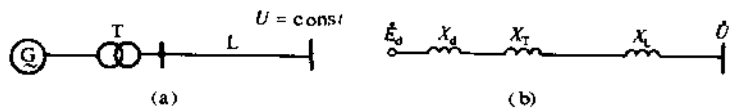


图 12-14　单机对无限大母线系统及其等值电路图

(a) 系统图；(b) 等值电路图

1. 同步电动势变化方程

$$E_d + T_d' \frac{dE_d}{dt} = E_{dp} + (T_{d0} - T_d')U\sin\delta \frac{d\delta}{dt} = E_{dp} + E_s \qquad (12\text{-}42)$$

式中　E_d——发电机同步电动势瞬时值；

E_{dp}——励磁机供给的强迫励磁电流所感应的同步电动势，若是部分失磁，E_{dp}将下降，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

若是全失磁，则 $E_{dp}=0$；

T_{d0}——发电机定子开路时励磁绕组的时间常数，$T_d'=\dfrac{X_d'+X_T+X_L}{X_d+X_T+X_L}T_{d0}$；

δ——$\dot{E}_d$ 与 $\dot{U}$ 的夹角；

E_s——滑差电动势。

2. 发电机有功及无功特性方程

$$P=\frac{E_dU}{X_\Sigma}\sin\delta \tag{12-43}$$

$$Q=\frac{E_dU}{X_\Sigma}\cos\delta-\frac{U^2}{X_\Sigma} \tag{12-44}$$

式中 X_Σ——系统综合阻抗，$X_\Sigma=X_d+X_T+X_L$。

3. 发电机转子运动方程

$$J\frac{d^2\delta}{dt^2}=P_{yj}-(P_t+P_{yb}) \tag{12-45}$$

式中 J——发电机组的惯性常数；

P_{yj}——原动机的机械功率；

P_t——发电机同步功率；

P_{yb}——发电机异步功率，在小滑差时可以认为与滑差成正比。

发电机的失磁过程可划分为三个阶段，即同步振荡阶段、异步运行阶段和稳态异步运行阶段，如图 12-15 所示。各阶段中各物理量的变化规律如下。

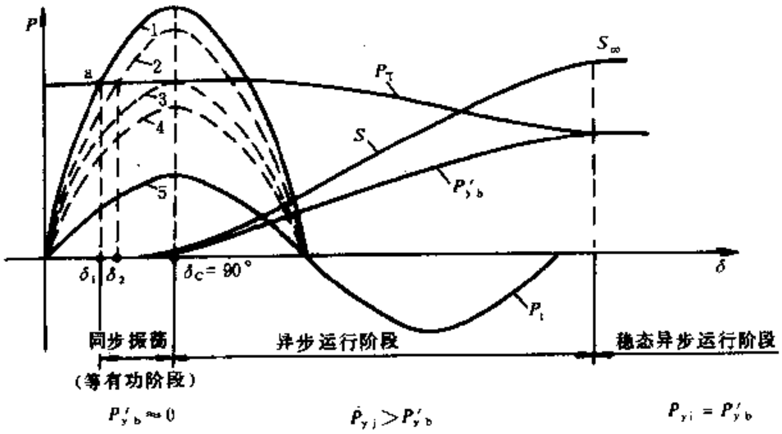


图 12-15 汽轮发电机输电系统，发电机失磁后各阶段的划分

(图中的 S、S_∞ 皆指转差率的平均值)

1. 同步电动势 E_d

发电机失磁以后，转子磁通近似地按指数规律衰减，E_d 也逐渐减小，当进入异步运行阶段后，E_d 是滑差频率的正弦函数，$E_d=\dfrac{(X_d-X_d')\ ST_d'U}{X_d'+X_T+X_l}\sin(ST-\alpha)$，式中 $\alpha=\text{arctg}ST_d'$。滑差 S 越大，E_d 波动的幅值越大，周期越短。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

2. 有功功率 P

从失磁开始到临界失步（$\delta_c=90°$），属同步振荡范围，有功功率基本上保持常数并与原动机功率 P_{yj}平衡。发电机失步以后，转子速度大于定子磁场旋转速度，转子回路中感应出频率为 sf 的滑差电动势和电流，此电流的磁场与定子磁场相互作用，产生制动的异步功率 P_{yb}。P_{yb}中包括恒定分量 P'_{yb} 和交变分量 P''_{yb}，P'_{yb} 与原动机功率 P_{yj}相平衡，向系统输出有功功率，它随 S 增大而增大。P''_{yb} 以两倍滑差频率变化，其平均值为零。当发电机进入稳态异步运行阶段后，有

$$P'_{yb}=\frac{U^2}{2}\times\frac{X_d-X_d'}{X_\Sigma X_\Sigma'}\times\frac{sT_d'}{1+(S_\infty T_d')^2} \tag{12-46}$$

式中 $X_\Sigma'=X_d'+X_T+X_L$。

在不完全失磁的情况下，电磁制动功率中同时存在同步功率 P_t

$$P_t=\frac{E_{dp}U}{X_\Sigma}\sin\delta \tag{12-47}$$

P_t 以滑差频率变化，其平均值为零。由于 P_t 和 P''_{yb} 的交变，使发电机在异步运行中的电磁功率产生周期性的冲击，引起滑差 S 发生波动。

3. 无功功率 Q

发电机失磁后，将从并列运行的系统中吸取感性无功电流作为励磁电流。随着 δ 角的增大，Q 值由正值变为负值，进入稳态异步运行阶段后，无功功率的特性方程为

$$Q=-\frac{U^2}{X_\Sigma}\left\{1+\frac{(X_d-X_d')ST_d'}{X_\Sigma'[1+(ST_d')^2]}\left(ST_d'\cos\delta-\frac{1}{2}\sin2\delta\right)\right\} \tag{12-48}$$

由系统吸收的无功功率平均值为

$$Q_p=-\frac{U^2}{X_\Sigma}\left\{1+\frac{(X_d-X_d')ST_d'^2}{X_\Sigma'[1+(ST_d')^2]}\right\} \tag{12-49}$$

无功功率的波动性质，使失磁发电机端电压及系统电压波动。Q 的大小与发电机特性和失磁前的负荷情况有关。试验及理论分析结果表明，汽轮发电机全失磁达稳态异步运行后，从电网吸取的无功功率平均值是机组额定有功功率的（0.9～1.2）倍。

4. 机械功率 P_{yj}

发电机失磁后转子转速增加，原动机的调速器在转速增大的影响下，使汽轮机进汽量减小，机组输出的有功功率比额定功率小。

二、发电机失磁对电力系统的影响及其估算方法

（一）发电机失磁对电力系统的影响

发电机失磁对电力系统的影响表现在对有功功率、无功功率和稳定运行的影响三个方面。

1. 对有功功率的影响

发电机失磁达稳态异步运行后，发电机输出的平均异步功率小于机组的额定功率，其减小程度视发电机型式不同而异。当失磁机组容量占系统容量的比重较大时，失磁引起的功率缺额对系统的影响不可忽视，必须采取相应的系统补救措施。

2. 对无功功率的影响

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

失磁发电机从系统吸收大量无功功率，在系统无功储备不足的情况下，将导致系统电压严重下降。无功功率的波动特性使电压发生波动。机组因失磁而造成的系统无功缺额，是机组失磁前发出的无功功率和失磁后吸收的无功功率之和，其值最大可达机组额定有功值的两倍。

3. 对系统稳定运行的影响

(1) 频率下降。因失磁机组不允许异步运行或必须降低出力运行，引起的功率缺额将使系统频率降低，严重时将使低频减负荷装置动作，损失大量负荷。

(2) 局部电压崩溃。在无功储备不足的系统内，大量无功缺额使局部地区降到临界电压以下，大量甩负荷。

(3) 静稳定破坏。当失磁机组处于与长距离、大容量输电线相连接的情况下，机组失磁引起的电压下降可能使长距离输电系统的静稳定破坏，使事故扩大。

(4) 电力系统瓦解。失磁机组有功功率和无功功率的变化，引起电力系统剧烈振荡，在不利的情况下，若振荡中心落在系统枢纽变电所附近，则将使整个电力系统瓦解。

(二) 估算方法

发电机失磁对系统的影响，目前已可用计算机程序进行详细计算，也可用下述简单计算办法来估算失磁机组对电力系统的影响：

(1) 按式 (12-49) 求出失磁机组吸收的无功功率平均值 Q_p，计算出失磁发电机高压母线电压和机端电压，以此检查是否发生局部地区电压崩溃（包括厂用电瓦解）。

(2) 检查与该高压母线连接的输电线路的静稳定裕度。此时可按实用判据检查，即输送功率是否满足 $P \leqslant EU/X$，式中 E 取 1.05p.u.，U 用失磁机组高压母线电压（标么值），X 用对端电厂到失磁机组高压母线间的联系阻抗（标么值）。如不能满足上述不等式，则对端电厂将因静稳定破坏而失步。

(3) 按失磁机组具有滑差电动势幅值为

$$E_s = (T_{d0} - T_d')U\frac{d\delta}{dt} \tag{12-50}$$

时计算系统振荡中心，式中 U 值取 1.05p.u.。检查振荡中心是否落到系统枢纽变电所附近。当失磁有引起其他机组静稳定破坏的可能性时，振荡中心的计算应计及其他机组失步的影响，即需要作出三个不同频率电源所决定的振荡中心变动范围（以任意两电源合并对第三个电源求一个振荡中心，共求出三个振荡中心，形成变动范围）。

经上述检查，若发现失磁机组有可能扩大成系统事故时，应采取自动化措施或其他措施加以防范。

三、防止失磁严重后果的措施

机组失磁对电力系统的稳定运行可能带来严重后果，应根据系统具体特点及制造厂对机组本身的要求，采取不同措施，减轻对系统的影响和保证机组的安全。主要措施是装设失磁保护装置、备用励磁快速切换和快速减出力等。

1. 装设失磁保护装置

按我国现行规程，100MW 及以上容量的发电机、对电力系统有重大影响的 100MW 以

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

下容量发电机应装设专用的失磁保护装置。失磁保护装置由阻抗元件、母线低电压元件和闭锁（启动）元件组成。阻抗元件用于检出失磁故障，按静稳定边界或异步边界整定；母线低电压元件的动作电压，由稳定运行条件决定的临界电压整定；闭锁元件用于防止保护装置在其他异常运行方式（如外部短路、系统振荡以及电压回路断线等）下误动作。

大型汽轮发电机组对异步运行的限制比较严格，特别是300MW以上的进口机组。失磁后母线电压低于允许值时，该装置将带时限动作于解列。

2. 励磁切换

发电机失磁以后，在系统情况允许的条件下，最好不立刻切除机组，以减少系统功率缺额。因为有些失磁事故可以用迅速排除励磁系统故障的方法得以解决，其中快速自动切换励磁便是一种有效方法。当发电机励磁系统采取直流励磁机的方式时，一般电厂内设有备用励磁系统，为采取这一措施提供了条件。

3. 快速减低失磁发电机的出力

这是使失磁发电机迅速摆脱失步危险的有效措施，即使不能避免失步的后果，也能减小失步后的滑差，减轻对电力系统运行的影响，争取到处理励磁系统故障的时间，以迅速恢复同步运行。对汽轮发电机，当失磁后母线电压未低于允许值时，失磁保护动作于信号和动作于自动减出力。这一措施需与原动机调节系统协调，并视其是否允许而定。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十三章　内过电压和潜供电流计算

编者 钱如璞　　审者 陈冠南

第一节　电力系统过电压概述

电力系统过电压分为暂时过电压、操作过电压和雷电过电压三类。这样分类虽然对确定合适的绝缘试验型式是方便的，但对讨论施加在绝缘上过电压的物理起因并无帮助。

对绝缘来讲，过电压的波形和数值要比引起过电压的物理起因更重要。上述三类过电压的波形分别为正弦波、持续时间为毫秒级的波及持续时间为微秒级的波。所以这样分类是因为不同波形的过电压对绝缘造成的影响不同的缘故。不同波形过电压数值的求解方法也不一样。正弦波形过电压值可用一般的网络理论求得，而操作过电压需用特殊工具（如暂态网络分析仪（TNA)］或计算程序［如电磁暂态计算程序（EMTP)］进行分析计算。

当考虑过电压的物理起因时，应了解事件和状态的概念。短时期过电压是由事件造成的。事件是某种操作，它关系到取消一个现有的电流通道或建立一个新的通道。这包括象发生故障或雷击那样不可预料的操作和有意图的操作。持续过电压是事故状态造成的，状态是一种运行情况。在一相上发生故障的运行就是一个事故状态的例了。事故状态通常是由一个事件引起的。施加在线路绝缘上的特殊过电压可有一个十分复杂的波形，可能是由几个事件和状态造成的。例如一个雷击线路事件可产生十分迅速的暂态过电压，即雷电过电压。它造成绝缘子闪络，这闪络会发展成一故障事件，它使非故障相上造成一个不同波形的过电压。假如故障被断路器切除，还会有线路重合事件产生的不同波形的暂态过电压，即操作过电压。雷击线路事件的暂态和线路重合事件可生成一状态，在这一状态下，线路和变压器特性相互作用并产生一持续时间长得多的暂时过电压。由事件造成的过电压通常最多持续几个微秒或几个毫秒，而由状态引起的过电压持续时间为几赫、几秒或甚至几分钟。任何特殊过电压的性质都可能是很复杂的，所以人们不应过分强调不同形式过电压之间的区别。

因雷电过电压是输电线设计中必须研究的课题，故本章不作论述，而只讨论暂时和操作两类过电压。

第二节　暂时过电压

通常暂时过电压有两个重要特征：①它的值是确定型的；②持续时间为很多赫。确定型表示：如系统运行情况给定，暂时过电压值可用经典稳态分析计算方法求得，而不需要用统计概念去定义过电压值。意即持续很多赫的过电压对绝缘的影响可考虑用稳态值来表

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

示。引起暂时过电压的几个常见事件如下。

一、接地故障

暂时过电压可能是衰减的，也可能是不衰减的。接地故障是引起不衰减过电压的一种状态。这种过电压加在绝缘上的时间一直持续到过电压被某操作事件消除为止。最重要的故障型式是单相接地故障。两相和三相接地故障以及不接地相间故障发生的几率要少得多。接地故障过电压可采用对称分量法进行计算。

接地故障过电压波形一般是正弦波，可用有效值或峰值来表示。但如电压达到足够高时会影响变压器饱和，产生谐波和使波形发生畸变。在波形畸变情况下，用有效值来表示电压值对考虑绝缘问题会造成错误的结论。用峰值来描述电压对绝缘影响虽不是很好的方法，但还是个较好的方法。

二、负荷突变

负荷变化最严重的情况是失荷或甩负荷。如电厂引出的输电线所带功率占电厂大部分出力，当该线远端断路器因系统运行要求而断开或因故障而跳闸时，都会发生负荷突变。突然失去负荷会引起电压升高，这是由于潮流减少使内部系统阻抗的电压降也减小了的缘故。此外，发电机的超速会产生更高电压。超速值主要取决于速度调节器的响应，而过电压不仅与速度，而且还与励磁系统和留在系统中的负荷特性有关。汽轮机甩掉全部负荷引起的超速不大于10%，在1s内达到此超速值。水轮机的超速高达60%，要10s达到此超速值。对于水轮机，一个快速动作的电压调整系统可在最大速达到之前，很早就开始限制过电压了。

发电机的过电压取决于系统的短路容量、发电机转速、所连接的输电线长度和线路所产生的无功。线路产生的无功和串联及并联补偿容量有关。

甩负荷引起的过电压可用计算机进行精确计算，计算中要考虑机组的动态特性，它的控制系统和与机组连接的线路特性。

三、法兰梯效应

具有无功补偿的输电线路，断开端的稳态电压总是高于送端的电压的现象叫做法兰梯效应。它是由于容性充电电流流过线路的串联电感而引起的。对于无补偿的线路，线路开路端的电压是

$$\frac{U_2}{U_1}=\frac{1}{\cos(\beta l)} \tag{13-1}$$

式中 U_2——受端电压，开路；

U_1——送端电压；

l——线路长度；

β——相角常数（$\beta=6°/100\text{km}$，50Hz）。

法兰梯效应可用并联电抗或串联电容来消除。法兰梯效应引起的过电压波形是正弦波。

从式（13-1）可得出重要结论：法兰梯效应只和线路长度有关，而线路的电压等级和线路参数对其几乎无影响。为证实这一结论，可应用第九章输电线路方程中式（9-127）。当受端开路，$I_r=0$ 时，从式（9-127）得知：受端和送端电压比为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\frac{U_r}{U_s}=\frac{1}{A}=\frac{1}{\cosh\sqrt{ZY}} \tag{13-2}$$

其中

$$Z=(r+jx)l \quad \Omega$$
$$Y=jbl=j\omega cl \quad 1/\Omega$$

用式（13-2）分别对500kV（导线：LGJQ-4×400）和220kV（导线：LGJQ-400）两条线路作计算，和用式（13-1）计算结果作比较，见表13-1。由此可见，从式（13-1）得出的结论是正确的。

表 13-1 法兰梯效应和线路长度的关系，式（13-1）和式（13-2）计算结果比较

线路长度 l（km）	各种线路 $\frac{1}{\cos\beta l}$	500kV线 $\frac{1}{\cosh\sqrt{ZY}}$	220kV线 $\frac{1}{\cosh\sqrt{ZY}}$	备注
100	1.0055	1.057	1.0057	500kV，LGJQ-4×400线路参数：$r=0.02\Omega/km$；$x=0.280356\Omega/km$；$C=0.0128748\mu F/km$
150	1.0125	1.0129	1.0130	
200	1.0223	1.0231	1.0233	
250	1.0353	1.0365	1.0368	
300	1.0515	1.0533	1.0537	220kV，LGJQ-400线路参数：$r=0.08\Omega/km$；$x=0.41\Omega/km$；$C=0.008869\mu F/km$
350	1.0711	1.0737	1.0742	
400	1.0946	1.0981	1.0988	
450	1.1223	1.1269	1.1277	
500	1.1547	1.1606	1.1616	输电线的相角常数：$\beta=6°/100km$，50Hz
550	1.1924	1.1999	1.2011	
600	1.2361	1.2456	1.2470	

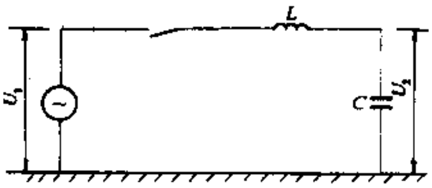


图 13-1 串联谐振回路

四、谐振

输电系统中某些最大过电压可能是由于谐振引起的。其最简单的形式是由一个电源、一个断路器和一个LC串联谐振回路组成的等值回路，如图13-1所示。

显然，如这回路没有损耗，而元件参数又精确地调谐到工频，则在断路器合闸后，电感或电容两端的电压值将为无穷大。但在实际情况中，损耗和饱和效应会限制过电压值。

虽然输电系统不会有意设计成串联谐振，但接近谐振的情况是会发生的。例如有这样的情况：正常时电力从高压电源通过电缆、再经过变压器向低压网络送电。若高压电源被切除，低压网络电源经过变压器反供电缆，于是变压器的串联感抗很可能差不多等于电缆的并联容抗。

对于谐振而引起的过电压一般最好采用改变回路中阻抗参数的方法以避开谐振条件。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

谐振会同变压器的饱和可能会有一个频率接近于系统的某个自然谐振频率。若果然如此，则谐波的谐振放大可能是存在的。这会产生很高的过电压，比用系统频率阻抗作初步分析得到的值要大得多。

谐波的谐振放大引起的过电压可用暂态网络分析仪（TNA）或一种网络分析计算程序进行研究。

五、耦合线路谐振

有时会遇到耦合线路发生谐振现象。这种谐振主要情况是在同一走廊内的多回三相输电线，带有并联电抗补偿或接有接地的变压器，其中一回线断开，另一回带电。这种过电压波形是正弦波，除非过电压大到足以产生饱和或铁磁谐振现象，当一回线因检修而退出运行时很易发生这种过电压。只要简单地把不运行线路接地，过电压就不会发生了。

上述过电压波形一般是正弦波，它对绝缘的影响最好是用稳态工频试验来确定。

六、铁磁谐振

通过电容激励一个饱和磁性设备时，会发生铁磁谐振现象。典型情况如图 13-2 所示。图 13-2(a)中断路器的断口间电容作为激励电容。图 13-2(b)中的激励电容则由电缆的对地电容 C_1 和 C_2 串接而成。

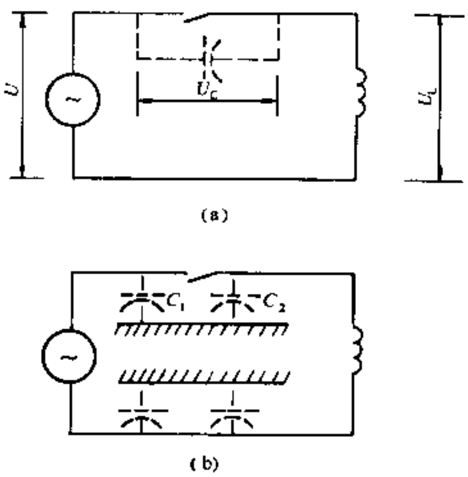


图 13-2　发生铁磁谐振的电路

(a) 由断路器断口间电容引起激励；(b) 经对地电容引起激励

导致发生铁磁谐振的情况包括：当电抗值很大的电压互感器连接到开路的母线时；当所用变压器从三角形接线的第三绕组侧受电，只有一相或两相带电（因熔断器熔断或隔离开关打开）时等等。

铁磁谐振现象是很复杂的，现作一简单叙述。图 13-2 (a) 中电感两端间电压 U_L 需等于电源电压 U 和电容两端间电压 U_C 之和。电压 U_L 与流过电抗的电流大小和波形有关，而电流又和铁芯的磁状态有关，于是电流又与电压 U_L 的大小和波形有关。有许多电压和电流的组合可以存在。基本分析表明有两种主要运行状态。第一种状态中，电流 i 和电压 U_L 使磁回路按图 13-3 (a) 中 A-A′路线运行。在这个运动状态下，电流小，电压 U_L 仅略高于正常值。如某种干扰使磁回路运行到 B 点，则磁回路可能按图 13-3 (b) 中 B-B′路线开始振荡。在振荡状态中，电流大，电压 U_L 远大于正常值，i 和 U_L 的波形都远非正弦波。

当磁力线进入和离开饱和状态时，装置的有效电感发生变化。因为饱和使电压出现许多谐波，可能使回路在许多频率下发生振荡，使磁状态除环绕大环路 B-B′运行外，还绕环许多小环路运行。绕小环运行会产生一种情况，即磁状态环绕一个完整环路运行所需时间为电源 U 频率的几赫。最终结果是电感两端的电压可能包含高于和低于电源频率的频率分量。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

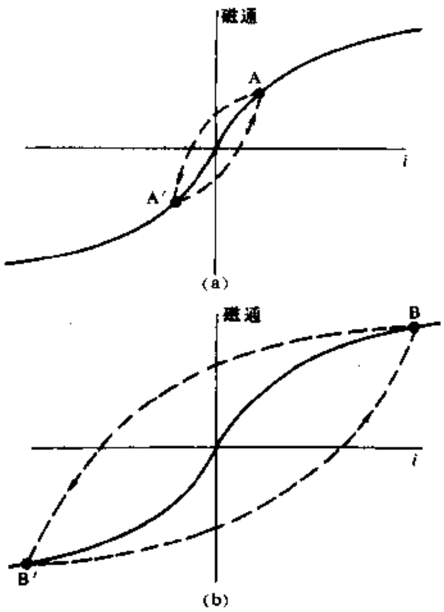


图 13-3 铁磁系统的运行路线
(a) 线性区域；(b) 饱和区域
(磁化强度和电流成正比，磁通和电压的时间积分成正比)

振荡形式为不可预见地随时间而变化，使电感两端产生的电压波形与周期性正弦波或方波相比，更相似于随机噪声。

研究铁磁谐振效应的最好方法是在暂态分析仪上进行模拟。

有时可采用低磁通密度运行的变压器来控制铁磁谐振电压。如不能做到，则应使空载变压器避免经电容充电后进行操作以控制过电压。

七、对以变压器为终端的线路进行充电

对以变压器为终端的线路进行充电或重合是一种操作，它可引起一个暂时的轻阻尼的过电压。这种性质的典型波形是：在最初暂态消逝后，由于变压器涌流效应，电压波形在许多赫内仍是畸变的。涌流大小决定于断路器合闸的瞬间、电源阻抗和线路及变压器的参数，包括变压器的残留磁通。因为这种形式的波形在线路上可持续几秒时间，所以把它归属于暂时过电压，虽然它包含着最初瞬间电压的尖峰值，但仍以归属操作过电压为宜。研究这种过电压最好是用暂态分析仪或一个网络分析计算程序。

第三节 工 频 过 电 压

根据SDGJ60—88《电力系统设计内容深度规定》，电力系统设计一般需要按SDJ161—85《电力系统设计技术规程》的规定进行工频过电压计算，并提出限制措施。这里所指的工频过电压也属于前述的暂时过电压的一种。但国外资料中未把这种工频过电压作为需要深入研究的一种暂时过电压，而我国却把它作为重点研究对象。因此有必要对工频过电压的概念作一论述和分析，并对限制工频过电压的措施提出建议。

一、工频过电压的研究对象

根据SDJ161—85规定，330～500kV网络的工频过电压水平，线路断路器的变电所侧及线路侧应分别不超过网络最高相电压（有效值，kV）的1.3及1.4倍。工频过电压计算应以正常运行方式为基础，加上一重非常运行方式及一重故障型式。故障型式可取线路一侧发生单相接地、三相断开或仅发生无故障三相断开两种情况。

上述无故障三相断开的工频过电压是由负荷突变和法兰梯效应两种暂时过电压组成的。线路一侧发生单相接地、三相断开的工频过电压是由接地故障、负荷突变和法兰梯效应三种暂时过电压组成的。一般情况下，单相接地、三相断开引起的过电压要比无故障三相断开引起的过电压严重。一相接地、三相断开引起的过电压是系统设计中重点研究的过电压，它的持续时间等于线路两端断路器跳闸时间之差，一般仅几个毫秒，比前述暂时过

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

电压持续时间要小得多。所以这种工频过电压对设备绝缘的影响相对较小。

图 13-4 为单相接地、三相断开工频过电压示意图。对这种工频过电压进行分析如下。

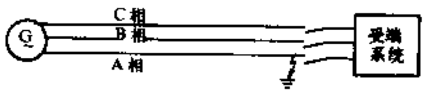


图 13-4 单相接地、三相断开工频过电压示意图

(1) 发生这种过电压的条件是：一端（受端）断路器的三相断口都比另一端（送端）断路器的三相断口分闸早，受端两个非故障相（B、C 相）才会出现过电压。如另一端（送端）A 相断口分闸时间比受端 B、C 相断口分闸早，则受端两非故障相就不会发生过电压。如送端 B 或 C 相断口比受端 B 或 C 相断口先分闸，则受端 B 或 C 相也不会发生过电压。

(2) 这种过电压值和发生故障位置有关。如图 13-4 中当接地故障发生在线路的受端处，受端 B、C 相的过电压最严重。

(3) 由于送、受端断口分闸时间相差不过几个毫秒，即使出现大于 1.4 倍最高相电压的过电压，氧化锌避雷器也能将过电压限制到 1.4 倍以下。氧化锌避雷器吸收过电压的能量远大于带串联间隙的碳化硅避雷器。如把单元氧化锌电阻片并联起来，则它吸收过电压能量的能力也相应地增加。

(4) 工频过电压和系统运行方式有关。系统容量愈大，工频过电压值愈小。对某些出现几率很小的运行方式，如工频过电压超过 1.4 倍最高相电压，建议利用厂、所内为雷电过电压而设置的氧化锌避雷器来限制工频过电压，而不需要另行购置昂贵的高压电抗器来限制这种几率很小的过电压。

二、工频过电压计算

1. 潮流计算

如前所述，工频过电压值和故障前系统的运行方式有密切关系。系统接线方式、机组出力、系统电压水平、网络中潮流分布和负荷水平等因素对工频过电压都有直接影响，因此研究工频过电压必须先进行故障发生之前的系统潮流计算。在潮流计算结果的基础上，再根据发生故障的地点和型式进行工频过电压计算。

2. 过电压计算

因工频过电压属于暂时过电压范畴，故可用对称分量法进行计算。如利用 BPA 潮流和稳定计算程序来计算工频过电压。由于该程序不是专用计算程序，所以计算效率较低，每次计算只能求得一个故障点的一种故障型式的工频过电压。而工频过电压专用计算程序可以在同一个运行方式下，同时计算出若干故障点（如 10 个点）的若干种故障型式（如单相接地、三相跳闸；无故障时三相跳闸；两相接地、三相跳闸；单相接地、断路器有一相拒动等四种故障型式）的工频过电压，计算效率很高。虽系统设计规程中并不要求计算单相接地、一相拒动的过电压，但由于专用程序在同一故障点上增加 1～2 种过电压的计算增加的计算时间很少，故也可对这种故障型式进行计算，这也是专用程序的优点。单相接地、一相拒动过电压出现几率较小，但它的过电压值往往比单相接地、三相跳闸的值大。

三、限制工频过电压的措施

1. 高压电抗器

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

高压电抗器的主要作用之一是作为限制工频过电压的措施。如在它的中性点上接一小电抗，又可补偿掉潜供电流中的电容分量。作为限制过电压的措施，高压电抗器必须一直接在线路上，于是当超高压线路输送功率较大时，高压电抗器也不允许退出，以致线路充电功率不足以满足无功线损需要，又不得不在变电所内安装一定容量的电容器供给无功线损。从无功补偿方面来看，高压电抗器也有其作用，能够吸收系统的多余无功功率，但它不能象低压电抗器那样很方便地随着日负荷变化进行频繁的投切操作。高压电抗器设备费用较昂贵，它的单位千伏安造价甚至比同电压等级的变压器还要贵得多。

2. 良导体地线

线路故障引起的工频过电压值与该故障点的 R_0/X_1 和 X_0/X_1 两个比值有关（R_0、X_0 和 X_1 分别为该点的零序综合电阻、零序综合电抗和正序综合电抗）。这两比值愈大，过电压愈严重。当故障发生在长线路时，该线路的零序电阻和电抗往往分别占零序综合电阻 R_0 和零序综合电抗 X_0 的主要部分。故只要设法减小该长线路的零序电阻和电抗，就可降低工频过电压。某 500kV 线路的导线为 4×LGJQ-400，地线为两根钢绞线 GJ-70，三相导线为水平布置，它的零序阻抗为 0.23019+j0.97328Ω/km（大地电阻率为 100Ω·m 时）。另一 500kV 线路的地线为两根特别加强型钢芯铝线 LGJT-95，其他情况与前者相同，它的零序阻抗为 0.1814+j0.65443Ω/km。即良导体地线使 500kV 线路零序电抗减小很多，约为采用钢地线时零序阻抗的 67%。某 240km500kV 线路采用了良导体地线后对降低工频过电压相当于在该线送、受两端各安装了一组 108Mvar 高压电抗器的作用。

良导体地线还有减少潜供电流中互感分量的作用，并可对通信线起到屏蔽作用。它的投资较小，和钢地线相比，良导体地线（LGJT-95）仅使线路造价增加约 0.88%。

第四节　操作过电压

操作过电压对绝缘的影响和暂时过电压对绝缘的影响有本质上的区别。不论何时，若操作时的初始电压不等于最终电压，就会发生操作过电压。从起始状态过渡到最终状态期间，在无损耗情况下，过电压值可达到最终电压的 2 倍。图 13-5 为一基本例子，当开关合上，触头两端间电压消失。电路中开关两侧各元件上分配到的电压值和它的有效波阻抗成比例。最初电容器可视为短接，而在开关另一侧的电抗可视为开路。因此全部电压最初是施加于开关接电池的一侧。到最终稳态时，电容器电压和电池电压相等。因为是个振荡回路，所以电容器电压在这终值上下振荡，它超越终值的数值可达到终值和振荡开始时的初值之差，即过电压取决于电压的初值和终值之差。图 13-5 中初

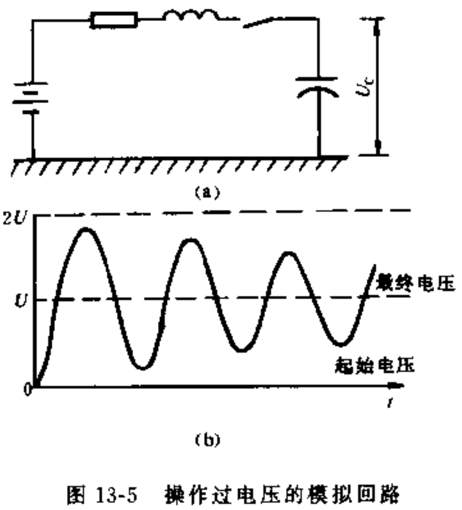


图 13-5　操作过电压的模拟回路
(a) RLC 电路；(b) 电容器电压 U_C

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

值为 0，终值为 U。当进行波在输电线断口处反射时，线路上电压也会发生类似的超越终值的情况。若线路无损耗，电压将持久地在终值上下振荡。电力系统内的损耗使电压一般仅在起初暂态振荡的 2 赫或 3 赫内才有很大值。

根据涉及到电路的不同情况，操作过电压波形可在很大范围内变化。典型波形是波头范围从几百微秒到 1 或 2ms。当与系统联系很强的母线向线路充电时，或当断路器切除近区故障时，波头可能更短。因为输电线上的绝缘强度很大程度上取决于波形，所以操作过电压的波形很重要。

操作过电压很少用解析法进行计算，至少对实际三相输电线不用此法，通常需用暂态分析仪（TNA）或电路解析计算程序(EMTP)进行研究。操作过电压另一重要特征是它的过电压值实际上是不确定的。如用断路器对同一线路操作 2 次，前一次操作的过电压通常不会和另一次的过电压相同。

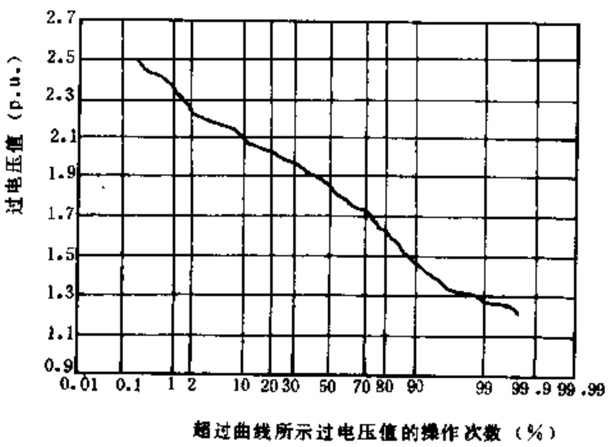


图 13-6 过电压的概率分布

操作过电压通常用统计方法来描述。在对数坐标纸上描绘它超过某电压值的概率曲线，如图 13-6 所示。几种常见的较重要的操作过电压叙述如下。

一、输电线路的充电和重合闸

1. 输电线路的充电

典型的操作过电压是由线路充电引起的。如线路终端不接变压器，操作过电压是由于导线上进行波产生的。这些进行波可直接由断路器合闸或间接由相间耦合激励起来。断路器各极的相对合闸时间很重要。这种过电压数值和线路长度、导线损耗、大地回路及断路器的合闸电阻有关，通常最大过电压出现在线路的开路端。

当向以变压器为终端的线路充电时，由于铁芯的非线性特性使情况更为复杂。变压器的磁化特性产生的谐波可和线路电容相互作用产生非线性振荡。某些情况中，这振荡可持续下去。这种形式的暂态过电压往往持续相当长时间，给避雷器施加了过重的负担。

2. 输电线路的重合闸

当断路器切除空载线路时，容性充电电流在电流过零时被切断，且一般发生在电压为最大值时，所以线路上留有残荷。导线的电压约等于系统电压的峰值。相间耦合和中性点的可能偏移常使一相电压达到 1.3p.u.。除非残荷通过变压器或电抗器泄漏掉，否则残荷留在线路上的时间将达很多秒钟。

如线路在残荷泄漏掉前重合，断路器极可能在系统电压极性和线路电压极性相反时合上，使电压始值和终值之差大于没有残荷情况下的始值和终值之差，因此暂态电压更大。对于三相线路，操作过电压可能达到 5p.u.，不过通常小于此值。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

如输电线路接有变压器、并联电抗器或电压互感器等并联感性设备，线路电容的残荷以振荡方式进行放电。除非线路完全换位，否则各相振荡频率各不相同，于是产生拍频，而且难以算得残荷衰减到可接受水平所需要的时间。

用断路器的合闸电阻吸收与进行波有关的某些能量，可降低过电压。装有合闸电阻的断路器通常给出了当断路器对一特定长度和阻抗的标准线路进行充电或重合时，预计到的最大操作过电压因素。虽然过电压因素是预计实际线路操作过电压的好方法，但它不能保证实际线路过电压会小于额定过电压，因实际线路和系统与上述参考线路的差别可能很大。

二、感性和容性电路的操作

当操作感性和容性电路，尤其是操作设备发生重燃时，会产生很高的过电压。通常操作时观察到的现象包含电感和电容所储藏的能量及两者间的能量交换。下面按过电压的复杂程度来解释这种现象。讨论重点是切断充电电流和磁化电流，而不是切断故障电流，因为经验表明前者通常产生较大的过电压。

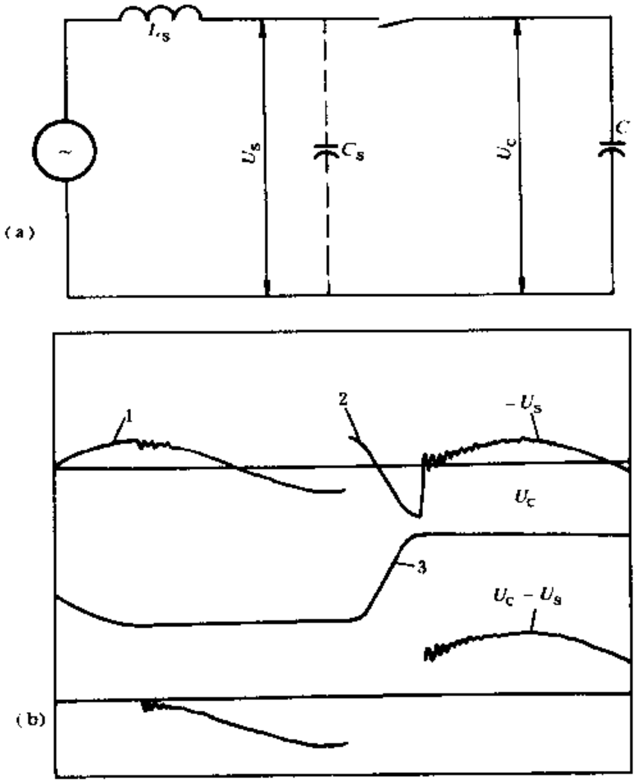


图 13-7 操作容性电流

(a) 电路；(b) 波形

1. 容性电路

最简单的现象是一感性电源向容性负荷供电，如图 13-7 所示。流过电容的电流超前于电压 90°。当断路器触头分开时，触头间产生电弧，电流仍在流通。当电流过零时，电弧失去导电能力，电流被切断，电源侧电压在点 1 处呈现出小的振荡。该振荡是在电感 L_S 和杂

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

散电容 C_S 间进行的。因断路器两端电压 U_C-U_S 值很小，故电弧不会重燃，这样，电容被充电的电压一直保持等于电源电压的峰值，即－1.0p.u.。

当电源电压极性改变时，断路器上恢复电压 U_C-U_S 增大，0.5Hz 后，当电源电压改变到＋1.0p.u. 时，断路器两端电压将接近 2.0p.u.。若断路器未能重新获得足够的介质强度来忍受这一电压，则发生重燃［见图 13-7（b）中的点 2］。电容器电压将企图从它的始值－1.0p.u. 改变到终值＋1.0p.u.，两者之差为 2.0p.u.。如前所述，在无损耗的电路中，电容器电压超越终值将达 2.0p.u.。这样，电容器电压可达 3.0p.u.。在实际试验中，因电路有损耗，电压不会升到这样高。点 2 和点 3 之间振荡过渡过程的频率由 C 和 L_S 决定。

当电容器电压达到最大值时（点 3），暂态放电电流将过零，电弧再次熄灭，让电容器充电到较高电压。理论上讲，电容器能达到＋3.0p.u.。在图 13-7 中这一过程在点 3 处中止，但 0.5Hz 后，当断路器两端电压增大到－4.0p.u. 时，第二次重燃可能发生。这样的重燃理论上能使电容器充电到－5.0p.u.。原则上这种过程可无限地继续下去。但实际上损耗、杂散电容和绝缘可能被击穿会限制过电压值。当操作容性电流，如操作空载输电线、电缆或电容器组时，上述过程可能会发生。

在三相系统中，尤其是断路器的各极不同时跳闸时，现象更复杂。首先跳闸的一相对仍在通电的两相有耦合作用，耦合程度决定于 C_1/C_0 之比。最高电压发生在仅一相断开时。图 13-8 示出不发生重燃时产生的工频电压值。

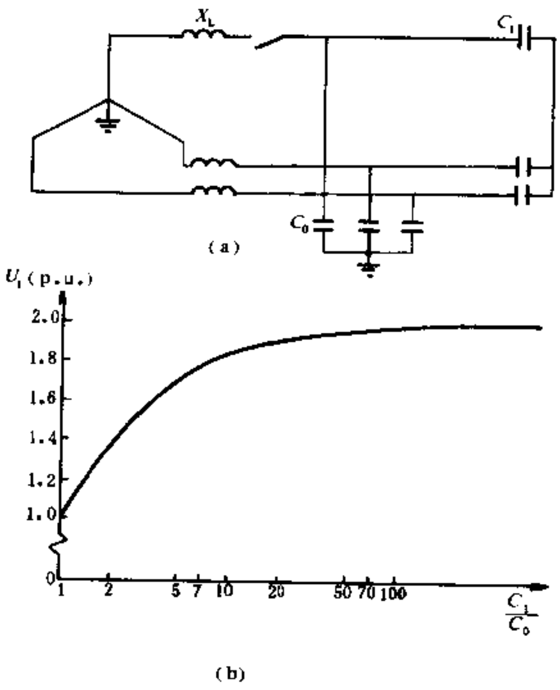


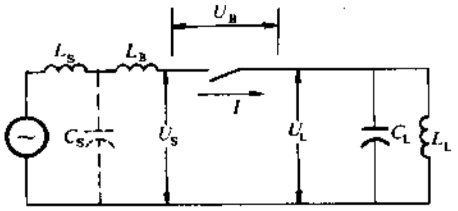
图 13-8 第一相对地电压 U_1
(a) 电路；(b) 数值

2. 感性电路

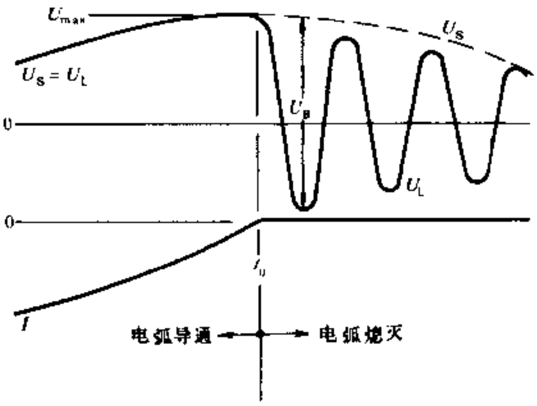
图 13-9 中电感 L_L 和电容 C_L 并联。如 $\omega_L \ll 1/\omega_C$，则流过开关的电流主要是流过 L_L 的电流，并滞后于电源电压 90°。假定 L_S 比 L_L 小，和断路器触头在 t_0 前已分离，以致断路器触头间引成电弧电流 I。当负荷电流过零时，电弧熄灭。因主要是感性电流，所以电弧熄灭发生在 U_S 和 U_L 最大值时。如电弧熄灭后不重燃，储藏在 C 的电荷经 L 放电，使 U_L 呈振荡波形。振荡频率由 L_L 和 C_L 决定，通常比电源频率高。这样断路器两端的恢复电压在比电源周期短的时间内，增大到它的最大值。这和图 13-7 的情况不同。在图 13-7 中恢复电压达到它的最大值之前，要经过整个半波的时间。

实际上当电弧熄灭时恢复电压也受 U_S 振荡的影响。这是由图 13-9（a）中 L_B 和 C_S 产生的振荡。这些振荡在图 13-9（b）中未反映出来。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



(a)



(b)

图 13-9 断路器切断感性电流
(a) 电路；(b) 波形

因为恢复电压 U_B 在电弧熄灭后即施加在开关触头之间，所以电弧可能会重燃。假使它如图 13-10 所示发生重燃，则负荷端电压 U_L 要恢复到电源电压 U_S，于是振荡电流将流动（它的频率由 L_B 和 C_S 所决定），且电压 U_L 会比 U_S 高。当电弧电流过零，电弧在 t_1 时可能再次熄灭，恢复电压将再次由 L_L 和 C_L 来决定。这一过程可能重复多次，每次的熄灭—重燃—熄灭循环使电压 U_L 升得更高。图 13-11 为一实例。电弧首先在点 1 处熄灭。重复重燃发生在点 1 和点 2 之间。电弧在点 3 后一直熄灭，U_L 以 L_L 和 C_L 所决定的振荡方式衰减。

图 13-10 和 13-11 解释了电抗器或变压器磁化电流被切断时常出现的现象。

如电弧在电感内电流过零时熄灭，则所有能量最初都要储藏到电容内。这样电压升高的基本机理是属容性现象。

电弧在衰减时有许多不稳定性，如图 13-12 所示。电流起初在振荡，然后突然降到零。这发生在电流正常过零时间之前。这种现象叫作截流。电流可能会被截断的数值 I_C 取决于断路器型式、触头材料和断路器所连接的网络型式。这一电流的典型数值是 10A。电流在刚截断前主要是流向 L_L，因为截流发生在 U_L 接近峰值时电压的变化率最小。

在截流瞬间，储藏在电感的能量为 $A_{LP}=\frac{1}{2}LI_0^2$。式中 I_0 为截断电流。当电弧截断时，流经 L_L 的电流不是瞬间变化，而开始流入 C_L。如所有能量 A_{LP} 是可回复的并转移到电容器，则最大的储藏能量为：$A_{CP}=\frac{1}{2}C\ (\Delta U)^2$。

因 $A_{LP}=A_{CP}$，截流产生的电压变化为：$\Delta U=I_0\sqrt{L/C}$。$\sqrt{L/C}$具有阻抗量纲。对于变压器和电抗器，它的典型值范围为：$(10\sim100)\times10^3\Omega$。

$\Delta U=I_0\sqrt{L/C}$是假定储藏在电感的全部能量是可回复的，并释放到电容

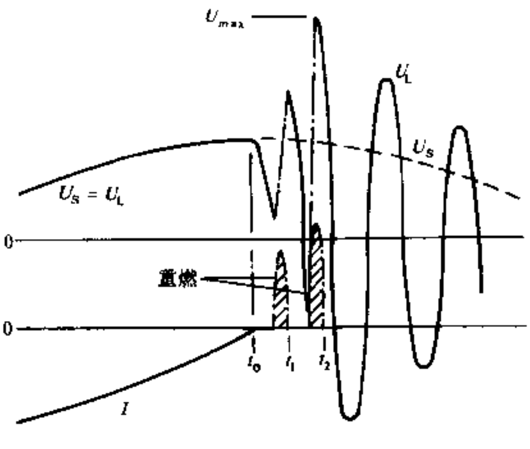


图 13-10 重燃和电压升高

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

器。这种情况是少有的。磁滞和电阻要消耗能量。对于快速操作引起的频率，这两种损耗都很大。这些损耗的影响可在式中引进经验效率因素 η，于是可得到

$$\Delta U = \sqrt{\eta} I_0 \sqrt{L/C}$$

对于线性电抗器，η 值接近 1.0；但对铁芯设备，η 值要小得多。

电压的平滑峰值 ΔU 是截流的一个特征。图 13-11 中未见到这种形式的电压升高，表示电流切断时未发生截流。

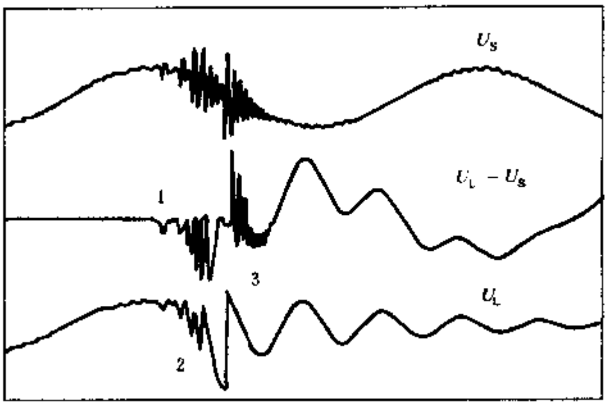


图 13-11 重燃引起电压升高的实例

截流引起的主要问题是电压 ΔU 使断路器的恢复电压增大，引起电压上升，如图 13-13 所示。点 1 和点 2 间发生的多次重燃（电流被截断和电流自然过零的期间）产生了锯齿形的电压，使 U_L 上升到最大值 U_{max}，比电源电压大。其他多次重燃可发生在点 2 之后，直到电弧在点 3 永远熄灭为止。当电弧最终熄灭时，电压可能很大，因为反复的重燃已使电流增大到比 I_0 大的数值。

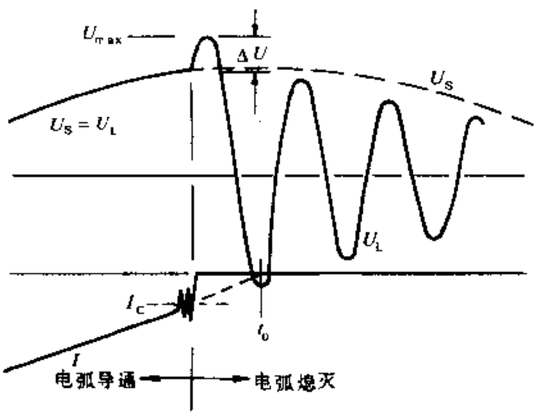


图 13-12 切断截流

在三相电路中，重燃会引起实际截流现象，产生非常高的过电压，这一现象可用图 13-14 来解释。在第一相断开后，I_A 已降到零，如负荷侧中性点不接地，其他两相电流将相等，通常这些电流要平滑地过零，在 t_2 时熄弧。若 A 相极间重新击穿，振荡电流将经过其他两相的极，这些振荡电流可以强迫未熄弧的极间电流过零，结果电弧可在 t_1 熄弧，所切断的电流比前述的简单的截断电流大得多。这时会导致非常高的过电压，如图 13-15 所示。

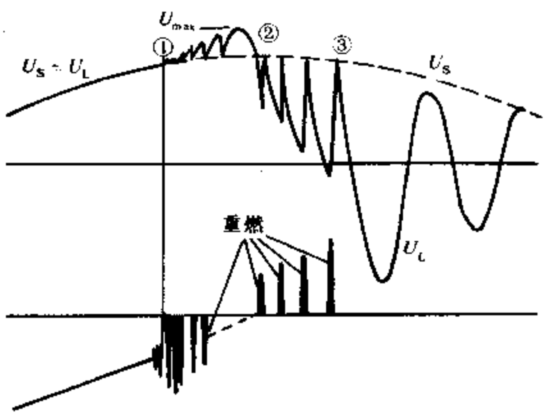


图 13-13 截流引起电压升高

三、故障发生和故障消除

输电系统发生故障不仅引起暂时过电压，而且引起操作过电压。暂时过电压决定于系统的阻抗、接地方式、有关输电线长度、变压器的位置和参数、补

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

偿度和故障本身的性质。

一个故障的发生可看作为在线路和地之间合上一个开关，刚合闸之前的开关两端电压要在连接着的网络元件（包括任何故障阻抗）之间进行重新分配。

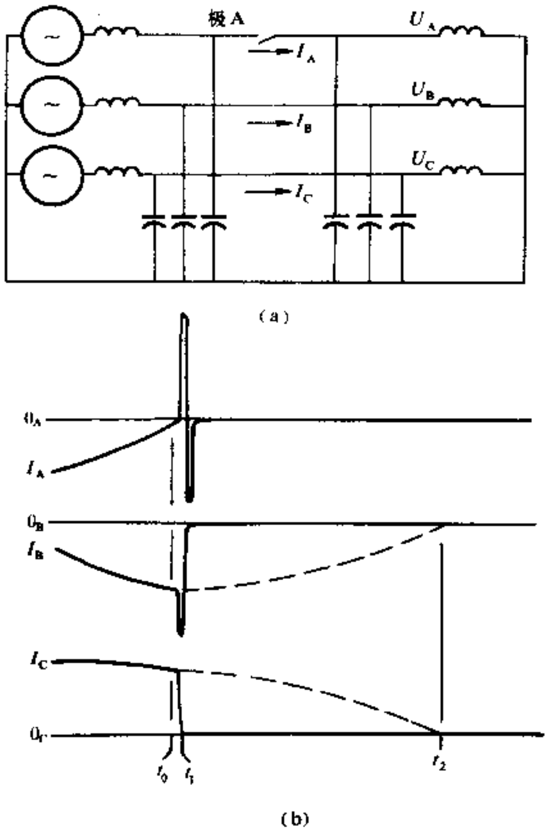


图 13-14 实际截流

(a) 电路；(b) 电流波形

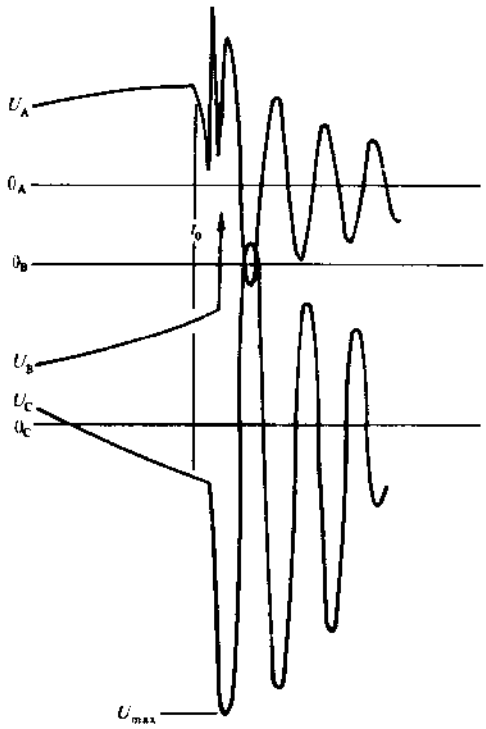


图 13-15 实际截流产生的电压波形

(U_B 的波形只描出一部分)

系统绝缘在任何情况下必须能够承受发生故障引起的过电压，若花钱设计或使用一只断路器去限制操作过电压使其小于故障产生的值是不合适的，也没有这个必要。

当断路器切除故障电流时，会发生另一种操作过电压，其过电压值可能超过 1.7p.u.。如前所述，这个操作行为使电压进行重新分配，因有振荡电路，可使电容器上电压超越到差不多 2p.u.（假定损耗是忽略不计的）。如线路装设了串联或并联补偿，这一现象可能更为复杂，过电压更大。

四、断路器两端的恢复电压

以上讨论了各种操作产生的对地电压。断路器分闸时触头间也要产生电压，该电压比线对地电压大，因为断路器两端电压是线对地电压和电源电压之差，见图 13-11 中断路器两端电压 U_L-U_S。在 U_S 和 U_L-U_S 波形中见到的高频振荡是由于断路器的电源侧电感和电容谐振引起的。如电源母线上接有平行线路，每回线有并接的波阻抗，则这一振荡会很快被阻尼掉。对断路器的设计和容量来讲，恢复电压数值和它的上升率是重要的。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

系统过电压的分析和测量确定了可预期到的过电压值的一般范围。表 13-2 为各种过电压的数值。对任一具体系统，过电压值可能和表中所列值的差别很大，因为实际电压主要取决于实际的系统阻抗、输电线长度、断路器性能和操作情况。表 13-2 只提供过电压的典型范围，只有深入分析或测量才能确定具体系统过电压的正确值。

表 13-2　过电压的典型值

原　因	最大过电压值（p.u.）
充电 320km 线路，无合闸电阻	3.5
充电 320km 线路，有一级合闸电阻	2.1
充电 320km 线路，有多级合闸电阻	1.5
重合于全部残荷、320km 线路，有一级合闸电阻	2.2
故障发生（非故障相）	2.1
故障发生（相邻线路）	1.5
故障消除	1.7～1.9
充电线路和变压器（电压包络线的峰值）	1.2～1.8
充电电容器组	2.0
操作电容器，第一次重燃	3.0
单相接地故障（暂时过电压—有效接地系统）	1.3～1.4
单相接地故障（暂时过电压—不接地系统）	1.73 或更大

五、操作过电压的计算工具

在绝缘设计完成之前，设计者必须有系统可能承受的过电压的适当资料。显然表 13-2 给出了实际最大过电压，但设计者对任一特定线路还应有更详细的资料。过电压资料通常可从如下两种渠道得来：①在实际系统中对真实现象进行测量；②在某种模拟装置上进行分析或测量。在实际系统作现场测量具有真实性，然而在系统还未建成前，现场测量是无法做的。

通常暂时过电压值可用有关教科书所介绍的分析法求得。虽然许多暂态课题也能用分析法求解，但对线路设计者最感兴趣的课题是不能用分析法的，牵涉非线性元件的重要课题，如铁磁谐振，靠理论是难以分析的。

实际上，一个复杂输电系统的暂态行为必须用相似模型或数字模型进行研究。暂态网络分析仪（TNA）就是一种相似模型。在 TNA 上将需研究的系统各个元件，如输电线、变压器、断路器和避雷器都用缩小比例的模型来模拟。这些模型的电气元件相应要与原实物一样，但通常从外表来看是和实物完全不同的。例如输电线通常用集中参数 L-R-C 网络来模拟。各个模型由操作员用连线组合起来，然后用适当方法使网络通电，在需要研究的点上进行测量。

另有一种不同形式的相似模型是用电子反馈放大器来模拟输电系统中的元件，这种电子模拟机这里不作叙述。

分析复杂网络的其他方法是用一种网络分析计算程序。数字网络分析程序中各个网络元件用程序语言组来模拟，这些语言组定义了电压和电流之间的关系。操作员用定义相互连接的点或节点及连接这些节点的支路中元件的型式和数值把各个模型相互连接起来，再

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

用输入语句明确需要解题的形式。程序用这些输入语句生成一组计算机指令。这些指令是为能按用户指定的方式去解特定网络而设计的。

每种方法有它的优点和缺点。以下叙述每种工具最宜采用于研究的课题类别。当然有许多课题 TNA 或计算程序都可采用。

1. 暂态网络分析仪 TNA

TNA 由各个模型元件组成。这些元件可按需要相互连接起来。TNA 中输电线用集中参数梯形网络作为模型。模型中需要的元件个数取决于电力行波畸变的允许值。元件用得愈多，畸变愈少。250km 的线路如用 20 个 π 段来模拟，则当线路的一端注入一方波时，线路的开路端电压上升时间约为 170μs。如线路用 50 个 π 段来模拟，则上升时间约为 100μs。

通常变压器用单相变压器组的网络来模拟，一个支路模拟磁化效应，另一支路模拟绕组间的阻抗，经过铁芯或经过第三绕组形成的相与相间耦合用辅助绕组来完成。因为磁化支路是绕在与实际变压器相似的饱和效应的铁芯上，所以可进行磁化和饱和效应的研究。

电抗器用实际空芯电抗器或电子回路来模拟。电子回路向模型回路注入电流，它的数值和相位和实际电抗器吸收的电流相同。

避雷器和开关用继电器来代替，用电子控制器在预定时间闭合和打开继电器。为了减小触点电阻和消除触点抖动，通常继电器采用以汞润湿的触点。实际断路器的分闸和合闸电阻也可以模拟，但断路器的动态电弧电阻很少去模拟。

模拟回路可用旋转发电机和各种变压器或用电子电源来供电。

大多数 TNA 是采用单位时间比例和单位阻抗比例进行操作运行的。意即 TNA 运行的频率和实际系统相同，TNA 上阻抗（欧姆值）也和实际系统相同。这些都不是基本要求，因为所有有关的电气量之间是有一定关系的，即使不用单位的时间和阻抗比例也无关紧要。不同的单位时间比例常用于对输电线的电气长度进行微调，或使模型变压器更好地匹配实际变压器的阻抗。

模型网络建立和经校验后，可以反复操作模型断路器和测量回路中各处的电压和电流。这些电压和电流乘以适当的比例因子就表示实际系统中的电压和电流值。

系统设计者或运行人员可能需要两种资料：①最大过电压资料，虽然它可能很少发生；②电压统计分布的资料。这样 TNA 有两个操作方式。

一个方式是操作员观察示波器上显示的暂态和手工调节断路器的操作时间，直到产生最大电压的断路器角度的组合被找到为止。这个过程称为寻求最大电压。

另一方式是操作员用计算机按照某些预先选定的统计公式去控制断路器的操作时间。在这种操作方式中，断路器要操作 100～500 次，每次采用不同组合的合闸时间。每次操作得到的电压（和电流）用模拟—数字变换器测量并把结果存储在计算机内。等所有操作次数完成后，把储存在计算机内的数据排列为统计的顺序和显示出来供操作员使用。这个过程称为统计分析。

经验表明用计算机以统计法调节断路器得到的最大暂态电压差不多和用手工调节断路器得到的值一样大，只要断路器操作足够的次数。

2. 计算程序 EMTP

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

有许多程序已用于暂态分析。一个已被广泛使用的程序就是道梅尔（Dommel）开发的电磁暂态程序（EMTP）。该程序可从美国帮纳维尔电力管理局（BPA）取得。大多数程序在使用方法方面具有许多相同特点。

EMTP 是一个时间域程序。还有其他程序是频率域及采用拉氏变换技术的，这些程序这里不作讨论。

解网络的计算程序也和 TNA 一样由许多各种实际设备的模型所组成。用户把各个模型相互连接起来建立一个要研究的系统综合模型。区别在于模型均由计算机子程序组成，这些子程序从基本回路方程或从测得数据的表格，计算出实际设备端点的电压和电流。用定义系统中节点和用标明元件的型式和它的数值的方法把各个模型（或子程序）相互连接起来。定义元件型式和数值形成了相互连接的节点间的支路。

采用数值解技术来模拟完整的元件比模拟有损耗或有频率响应的实际元件更容易。例如实际输电线具有分布电阻，它使电力波继续不断地沿线路进行畸变。在时间域的计算程序中，输电线应是无损耗或无畸变性的；但实际线路是有损耗的，需用某些方法计及这些损耗。输电线实际分布损耗可以近似地把线路分为两部分，把电阻放在线路的中间和两端。然而当涉及高频率或很快的变化率时，如此简单的处理方法可能难以防止出现虚假的结果或数值的不稳定性。与频率有关的损耗的输电线也可以作分析计算，但需要更多的上机时间。

3. TNA 和计算程序的比较

任一模型上测得的结果都不能精确地预计到实际系统中观察到的现象。首先，不可能模拟整个系统，只能模拟其中某些部分。TNA 的操作员必须有能力识别判断系统中哪些部分需详细模拟，哪些可以简化等值模拟，哪些可以忽略掉。其次，各个模型元件再好也不过是能重现实际系统中观察到的某些现象。例如输电线路的集中参数模型只具有显现与实际线路具有同样响应的有限频带宽度。若暂态中有超出该频带宽度的频率分量，则模型对这一暂态所测得的结果将有某些差错。最后，若各个模型元件相互连接方法有错误，不言而喻模型测得的结果将是错的。

使用计算技术分析暂态可观察到类似情况。首先，用户需决定模拟真实系统到如何程度。除了非常简单的网络外，模拟整个系统是不可能的。其次，用户需建立由各个元件模型组成的模型系统。这些元件模型是用软件子程序形式，但它们仍只是实际设备的模型，只部分地反映实在设备的物理现象。第三，用户需用定义节点和支路以及给定支路中设备的参数值办法，而不是在插座板上用连接线的办法，把各个模型元件相互连接起来。用户需提供相互连接的模式。最后，用户而不是程序，需启动这一系统和明确哪些是需进行求解的。

当然，在 TNA 模型回路上作分析和用网络计算程序作分析是有某些大的区别的。TNA 是在实时和平行方式下真实地处理数据。当模型网络接通电，该网络中和在实在网络中一样很快地建立起电气量。这使 TNA 作为研究相互影响的工具特别有用。如欲观察改变一个参数引起的影响，操作员可以只改变控制或改变一模型元件的整定，于是改变引起的影响几乎瞬时地显示出来。用统计法表示断路器操作时间的变动范围和相应的暂态现象关系，在

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

TNA 上进行研究是很方便的。

计算程序通常是在串联方式而不是在平行方式下运行的。因此分析计算所需的时间几乎总是比在系统中的实际时间长。计算机计算是按时段进行的，每个时段比电源频率的一周要小得多。网络中每个节点和每个支路的情况必须一个一个地计算出来。

TNA 和计算程序的另一区别是模型的精确性和响应。TNA 以实在的物理装置为模型，通常和被模拟的设备很相似，所以具有相同的一般性质，例如模型变压器中有铁芯，铁芯受到和实际变压器同样形式的饱和和磁滞效应。实物模型本来就有损耗，引起的损耗效应和实际设备的损耗效应相同。相比之下，计算程序中模型的真实性较差。组成模型的计算语言更多地反映编制程序人员的知识，对实际设备性质的反映较少。然而计算模型能模拟各种设备甚至是造不出来的理想设备。

TNA 和计算程序在计算方面都有其地位。采用哪一工具取决于所研究的暂态型式和各种方式模拟的固有限度。可以或已经使用 TNA 进行分析的部分课题类型如下：

1）操作过电压的统计分析；

2）使用控制断路器的合闸和合闸电阻以降低操作过电压；

3）对一端开路或以变压器为终端的线路或电缆进行充电和重合引起的暂态；

4）对采用移相变压器的系统进行充电引起的暂态；

5）对串联补偿线路进行充电或重合引起的暂态；

6）线路、电缆和电容器组，包括带有象变压器和避雷器等非线性元件在跳闸时引起的重燃现象；

7）线路经变压器或电抗器放电引起的暂态；

8）由故障引起的暂态；

9）对避雷器的要求、安装地点和额定规范；

10）其他保护设备的要求；

11）铁磁谐振；

12）中性点不稳定性；

13）整流暂态；

14）电炉装置合上和分闸引起的暂态；

15）电压摆动。

通常这些课题里引起的过电压变化不快，而且没有明显的高频分量。其中某些课题，如铁磁谐振，模型的非线性是重要的。物理模型常显示出和原型设备相同形式的非线性。当电压和电流变化很快（如雷电相互影响问题）时，则 TNA 元件的有限频率响应限制了 TNA 的使用。

许多同样的问题可以用计算程序来分析。当牵涉到高频率现象（如涉及雷电波和变电所设备的相互影响问题）时，则使用计算程序特别合适。断路器的暂态恢复电压也可用计算程序进行计算，比 TNA 方便得多。

六、限制操作过电压的措施

可用几种方法来控制输电系统上发生的过电压：①若发生过电压原因是操作断路器或

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

其他开关设备，则可用各种方法来改变这一操作；②在需要保护的地点安装避雷器，将过电压限制到可接受的水平；③改变输电系统使操作过电压减小。过电压原因和控制过电压的可能措施列于表 13-3。

表 13-3　　过电压的控制

过电压原因	可能控制过电压的措施	过电压原因	可能控制过电压的措施
断路器合闸	单级或多级合闸电阻 控制断路器合闸时间 输电系统分段 避雷器 并联补偿装置 限制操作方式 重合前线路先放电	断路器分闸	采用分闸电阻 避雷器 改变操作顺序
		故障	避雷器
		雷击	避雷器，地线，铁塔设计，塔基电阻，屏蔽，火花间隙
		系统谐振	避雷器和断路器的后备保护

显然，若过电压源是一随机事件，如雷击或故障，则控制过电压的唯一确切方法是采用避雷器或类似的保护设备。

1. 投合（分）闸电阻

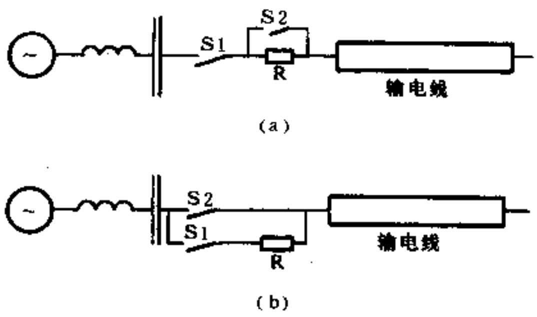


图 13-16　电阻投入方法
(a) 串联操作；(b) 并联操作

降低断路器操作时过电压的最有效措施之一是采用单级或多级合闸电阻。合闸电阻可以用串联或并联形式，如图 13-16 所示。对于单级合闸电阻，合闸操作时，开关 S1 和 S2 按先后次序闭合。多级合闸电阻的最后级电阻值范围为 200～600Ω，而第一级电阻可高达 4000Ω。单级合闸电阻的最佳电阻值决定于线路长度和补偿度。单级电阻的投入时间通常为 4～10ms。

用合闸电阻来降低操作过电压的效果如图 13-17 所示。该图示出了重合闸引起的最大过电压。若电源很强，不采用电阻时过电压可达 5p.u.，用了 400Ω 合闸电阻后，重合闸引起的过电压最大值略大于 2p.u.。

合闸电阻对降低过电压是有效的。当第一个断路器闭合时，该断路器两端电压消失了，这一电压分配到其余电路元件中去，其中的一部分加到合闸电阻两端，使其余电路上受到的电压比不用电阻时受到的电压小。对单级合闸电阻，上述情况出现两次（第一次为当电阻投入时，第二次为当电阻被短接时）。

若图 13-16 所示输电线有残荷，则当断路器合闸时，合闸电阻可使过电压差不多减小到该线路充电时的水平。其实合闸电阻的效果是双重的：首先它吸收了部分重新分配的电压，其次它对任何振荡起阻尼作用，使振荡过程中超越终值的过电压减小了。

断路器分闸引起的暂态过电压可用投入某些欧姆值的电阻来抑制，通常分闸电阻的欧姆值比合闸电阻欧姆值大。分闸过程中，分闸电阻的操作顺序与图 13-16 所示的操作顺序相

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

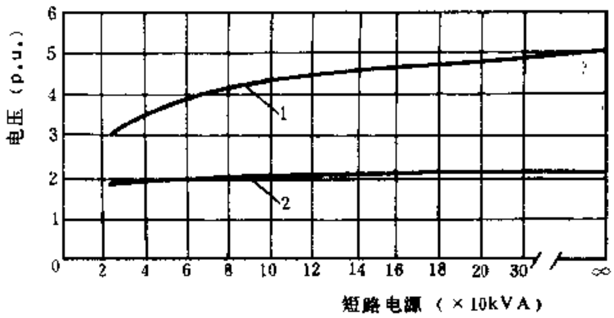


图 13-17 合闸电阻对重合闸过电压的作用

（基准电压等于相电压的峰值；1p.u.等于稳态相电压的峰值；500kV 系统，无并联连接的设备）

曲线（1）—无合闸电阻；曲线（2）—有 400Ω 合闸电阻

反。因为断路器可能在故障情况下分闸，第一个投入的电阻值通常和合闸顺序中所用的值不同。

2. 控制断路器的合闸时间

控制操作过电压的另一方法是精确地控制断路器的合闸瞬间。时间控制的第一步是使断路器的合闸时延减小到一很小值。典型高压断路器的合闸时延（第一极和最后极合闸之间的时间间隔）通常为工频的 45°～180°之间。时间控制的最后一步需要知悉网络情况，使实际合闸时间在产生暂态过电压为最小的瞬间。

已在实际应用的一个方法是相位同期操作。触头的实际闭合是和工频波形小心谨慎地进行同期的，使产生的暂态很小。断路器操作的另一方法是测量触头间电压，在电压接近零时合闸。

为降低操作过电压，有一个实际过电压下限，改进断路器合闸时间使过电压低于这一下限是不经济的。这一过电压极限取决于因故障而引起系统上发生的过电压。故障产生的操作过电压和操作断路器产生的操作过电压是相似的。当然，唯一的区别是无法控制发生故障的时间和地点。因为输电系统必须能够承受故障引起的过电压，所以把操作断路器产生的操作过电压降低到小于故障引起的过电压是不合适的。

3. 改变系统

有时改变输电系统可以减小操作过电压。最简单的一个方法是把长输电线分段，安装中间断路器。操作短线产生的过电压比操作长线小。另一方法是安装并联补偿，以减小法兰梯效应的电压升高和降低操作过电压。有时采用非线性并联电抗器可使操作过电压更减小。

当线路和变压器一起充电时，过电压可能很高，时间也很长。安装变压器的高压侧断路器可控制这一过电压。

4. 限制操作方式

控制过电压的通常方式是制定限制操作方式，即在某些系统条件未满足前，断路器不允许操作。通常这些条件属于系统偶然事件，如一线路、发电机或变压器退出运行。限制操作也用来防止偶然发生的系统谐振。

5. 线路放电电阻

减小快速重合闸引起的过电压的一个方法是在重合闸断路器的无电流间歇时间内投入某些线路放电电阻。若放电电阻供残荷能量大大减少，则该方法可把重合闸过电压减小到充电过电压的水平。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

6. 避雷器

采用现代避雷器有可能使许多输电系统设备所需要的绝缘水平降低。早期避雷器的主要作用是保护系统绝缘免受雷害影响。现代避雷器不但泄放雷电波也控制由操作和故障引起的许多其他过电压。

通常输电系统有地线进行屏蔽，减少了雷直接击中相导线的可能性，因而很少要求避雷器泄放全部雷电流。地线一般经塔结构用接地棒或网接到大地。理想的塔基电阻保持在实际能达到的很小值，使雷电流引入大地而不会在铁塔上产生很高电压。若塔基电阻高，击中地线或铁塔的雷电立刻使铁塔电压升高到足以使绝缘闪络，于是一部分雷电流流到相导线上，过电压波开始沿线流动。即使雷未击中地线，也未击中相导线，在线路上也可能感应产生进行波。因为感应过电压波对 69kV 以上输电电压级是不重要的，避雷器泄放的一般雷电波是沿输电线进入变电所的过电压波。

对理想的避雷器而言，加在它上面的电压和通过它的电流无关，如图 13-18 所示。虽然没有一个避雷器是完美的，但图 13-19 所示的现代氧化锌避雷器接近于理想避雷器。这种避雷器有时配置间隙，使 U-I 特性曲线更接近于理想。当避雷器电流超过给定水平时，间隙放电击穿使避雷器两端点间电压减小。

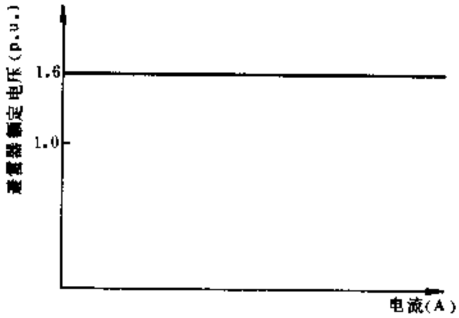


图 13-18　理想化避雷器

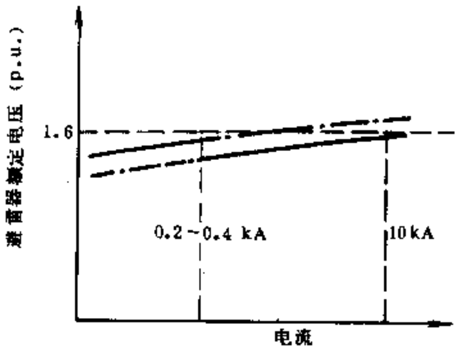


图 13-19　理想避雷器的 U-I 特性曲线

避雷器两端的电压大小取决于两个主要因素：通过避雷器的电流值和电流的波形。电流值主要受避雷器和过电压源之间的电路阻抗（如图 13-20 所示）的影响。若阻抗值小（例如靠近一组大电容器），则通过避雷器的电流和避雷器两端间电压可能很大。过大的电流可能损坏避雷器。因为避雷器实际是一个非线性电路元件，直接求解电流和电压值是不可能的。

从图 13-20 可见，避雷器电流决定于 U_S、Z 和 U_A，而 U_A 可用叠代法或作图法来求解。对一给定的电流值，波头很陡的电流比波头缓慢的电流使避雷器两端产生的电压要高。部分原因是由于避雷器非线性电阻材料的固有特性。图 13-21 示出可能遇到的电压升高值。图中由于测试避雷器的标准电流波在 10μs 时达到峰值，因而对碳

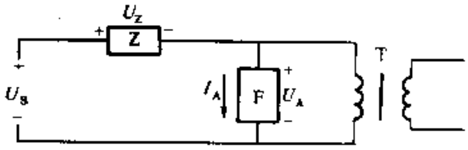


图 13-20　避雷器回路中系统阻抗的作用

U_S—进行波电压；U_Z—波阻抗电压；U_A—保护水平电压；I_A—避雷器电流；Z—波阻抗；F—避雷器；T—被保护的变压器；

$$U_S=U_Z+U_A=I_AZ+U_A;\quad I_A=\frac{U_S-U_A}{Z}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

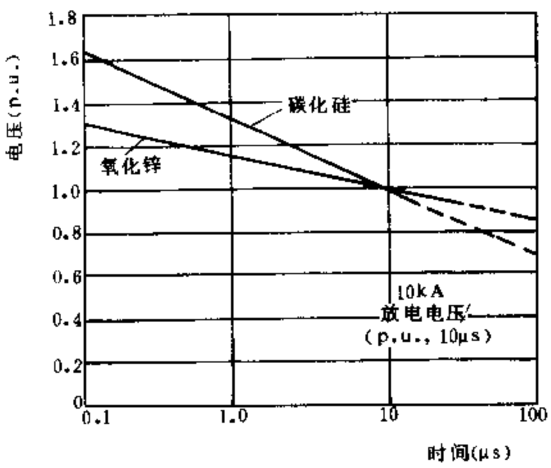


图 13-21 波头对避雷器电压的影响

化硅和氧化锌避雷器，其电压值在达到峰值的 10μs 时间内均规格化为单位值。

陡波电流对与避雷器串联的电感上产生的电压也比缓波电流产生的电压大。不必要的接地引线会提供很大的电感，因此上升到峰值时间比 10μs 更快的冲击电流在其上产生的电压比标准电流试验波产生的电压更高，持续时间较短。幸而大多数油浸设备的绝缘（如变压器），短时间能承受的电压大于长时间能忍受的电压。某些形式的绝缘，特别是 SF_6，它的绝缘强度对短时电压增强不多。所以避雷器需谨慎地用于保证对所有形式过电压（陡波或缓波）提供适当的保护。

避雷器常可用来控制暂时过电压。例如当系统由于故障而发生暂时过电压时，避雷器能够在断路器切除故障的短时间内保护好设备。因为避雷器不能无限期承受很高过电压，所以断路器动作时间是至关重要的。近年生产的氧化锌避雷器在这方面的性能有很大改进。

采用避雷器有可能控制沿输电线的操作过电压。这样一来，可使绝缘子串长度减小。图 13-22 为操作一回 280km 线路的过电压情况，它的受端装有氧化锌避雷器。显然，避雷器能使沿整个线路的操作过电压最大值从 2.2p.u. 降到 1.8p.u.。若线路可从任意一端进行充电，则避雷器必须在两端都安装。

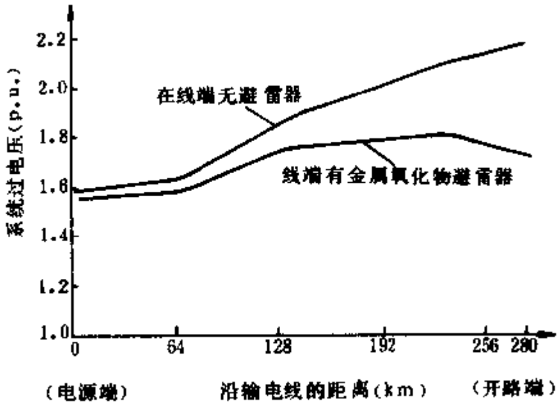


图 13-22 避雷器对控制沿线路的操作过电压的效果

超高压输电系统过电压通常是采用上述综合措施来控制的。如断路器通常至少装有一级合闸电阻，所有变压器安装地点都安装避雷器；通常变电所都有很好的屏蔽设施以防雷直接击到相导线和其他输电设备；线路全线用地线进行屏蔽。采用这些措施和合理的分段系统就能使过电压得到控制。

第五节 潜供电流和恢复电压

高压线路的潜供电流由容性和感性两个分量组成。容性分量是由于两个非故障相的工作电压通过相间电容向故障相进行电容性供电而产生的；感性分量是由于两个非故障相的工作电流通过相间互感向故障相进行感应供电而产生的。容性分量和线路运行电压有关，而

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

和线路上故障点的位置无关。感性分量不但和非故障相通过的电流有关，而且和线路上故障点的位置有密切关系。当故障发生在线路的送、受两端时，感性分量值为最大；如故障发生在线路的中央部分，则这一分量值很小，甚至为零。

当高压线路发生单相瞬时性接地故障时，单相重合闸装置使故障相两端断路器跳闸。由于故障相和两个非故障相之间存在电容和电感耦合，即使故障相已与系统隔离，故障处的电弧仍不能迅速熄灭，以至快速单相重合闸不能成功。这种情况对500kV线路更为严重，因为潜供电流容性分量是与线路长度和运行电压成正比的。如由于工频过电压需要，在超高压线上已安装了高压并联电抗器，则可在该电抗器的中性点上安装小电抗器。高压电抗器加上小电抗器可对超高压线的相间电容进行补偿，使容性潜供电流分量减小。所以安装中性点小电抗器是减小潜供电流容性分量的措施，但它不能使感性分量减小。

当高压线输送功率较大且单相接地故障点位于送端或受端时，则潜供电流的感性分量可能大于容性分量。此时除采用小电抗器措施减小容性分量外，还需采用良导体地线措施以减小感性分量。当单相重合闸装置切除故障相后，两个非故障相的工作电流在接地的地线上产生感应电流。该感应电流的大小决定于地线材料。一般钢地线上产生的感应电流很小。良导体地线，如钢芯铝绞地线或铝合金地线上产生的感应电流较大，是减小潜供电流感性分量的有效措施。于是两个非故障相的工作电流在故障相上产生的感应电压，因受良导体地线中存在着的较大的感应电流的影响而被抵消了一部分，即潜供电流的感性分量减小了。

如允许把单相重合闸过程中无电流间歇时间适当延长，则潜供电流在不采取上述措施情况下也能自行熄灭。根据1974年国际大电网会议资料（Single-phase auto-relosing in EHV systems），无电流间歇时间 t（单位 s）和潜供电流 I（单位 A）的关系可用下式表示

$$t \approx 0.25 \times (0.1I + 1) \tag{13-3}$$

一、无感性补偿线路的潜供电流和恢复电压计算

1. 输电线的普遍方程

假定无感性补偿的高压输电线有两根地线，以线路受端作为坐标 x 的参考点，在线路的 x 点处取 dx 段，则 dx 段中电压、电流和线路的分布参数如图13-23所示。

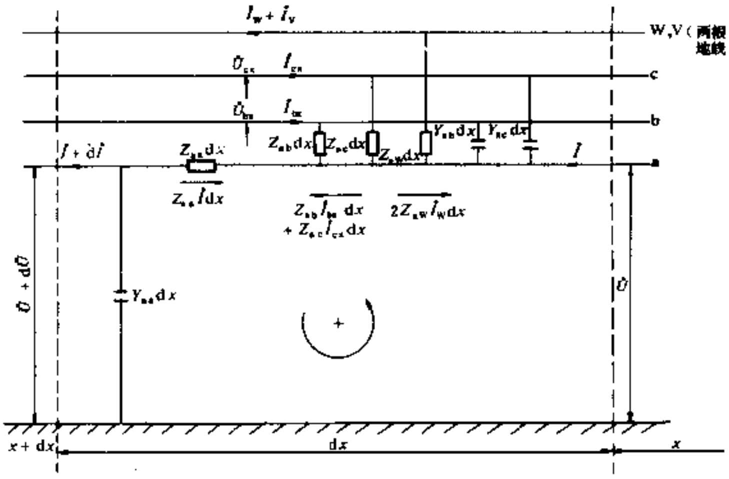


图13-23 高压输电线的 dx 段中电压、电流和分布参数示意图

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

可列出微分方程如下

$$\frac{\mathrm{d}\dot{I}}{\mathrm{d}x}=-(Y_{aa}+2Y_{ab})\dot{U}+[(\dot{U}_{sb}+\dot{U}_{sc})\cosh\gamma x+(\dot{I}_{sb}+\dot{I}_{sc})Z_t\sinh\gamma x]Y_{ab} \quad (13\text{-}4)$$

$$\frac{\mathrm{d}\dot{U}}{\mathrm{d}x}=-Z_{aa}\dot{I}+\left[(\dot{I}_{sb}+\dot{I}_{sc})\cosh\gamma x+(\dot{U}_{sb}+\dot{U}_{sc})\frac{\sinh\gamma x}{Z_t}\right]Z_{ab}-2Z_{aW}\dot{I}_W \quad (13\text{-}5)$$

式中 $\dot{U}_{sb}$、$\dot{U}_{sc}$——线路受端（$x=0$ 处）的 b 相和 c 相电压（V）；

$\dot{I}_{sb}$、$\dot{I}_{sc}$——线路受端（$x=0$ 处）的 b 相和 c 相电流（A）；

$\dot{I}_W$、$\dot{I}_V$——地线 W 和 V 中的电流（A），并假定 $\dot{I}_W=\dot{I}_V$；

Y_{aa}——a 相对地单位长度电纳 [1/（Ω·km)]；

Y_{ab}——a、b 相之间的单位长度电纳 [1/（Ω·km)]，并假定 $Y_{ab}=Y_{ac}$；

Z_{aa}——a 相单位长度阻抗（Ω/km)；

Z_{ab}——a、b 相之间单位长度的互感阻抗（Ω/km)，并假定 $Z_{ab}=Z_{ac}$；

Z_{aW}——a 相和地线 W 之间单位长度的互感阻抗（Ω/km)；并假定 $Z_{aW}=Z_{aV}$；

Z_t——线路的特性阻抗，$Z_t=\sqrt{\frac{Z_{aa}}{Y_{aa}}}$（Ω）；

γ——传播常数，$\gamma=\sqrt{Z_{aa}Y_{aa}}\left(\frac{1}{\mathrm{km}}\right)$。

又图 13-23 中 x 处的 b、c 相电压 $\dot{U}_{bx}$、$\dot{U}_{cx}$ 和电流 $\dot{I}_{bx}$、$\dot{I}_{cx}$ 可用输电线方程求得

$$\dot{U}_{bx}=\dot{U}_{sb}\cosh\gamma x+\dot{I}_{sb}Z_t\sinh\gamma x \quad (13\text{-}6)$$

$$\dot{U}_{cx}=\dot{U}_{sc}\cosh\gamma x+\dot{I}_{sc}Z_t\sinh\gamma x \quad (13\text{-}7)$$

$$\dot{I}_{bx}=\dot{I}_{sb}\cosh\gamma x+\dot{U}_{sb}\frac{\sinh\gamma x}{Z_t} \quad (13\text{-}8)$$

$$\dot{I}_{cx}=\dot{I}_{sc}\cosh\gamma x+\dot{U}_{sc}\frac{\sinh\gamma x}{Z_t} \quad (13\text{-}9)$$

如把式（13-4）和式（13-5）中 $\dot{U}_{sb}$、$\dot{U}_{sc}$、$\dot{I}_{sb}$、$\dot{I}_{sc}$ 用式（13-6）～式（13-9）取代，就不难理解该微分方程组的物理意义。

微分方程的解为式（13-10）和式（13-11）。

线路 x 处的 a 相电流 $\dot{I}(x)$ 为

$$\dot{I}(x)=\dot{I}_1\cosh\sqrt{A}x-\frac{\dot{U}_1K_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}x+\frac{B}{K_3^2-A}\left(\sinh K_3x-\frac{\sqrt{A}}{K_3}\sinh\sqrt{A}x\right)$$
$$+\frac{C}{K_3^2-A}(\cosh K_3x-\cosh\sqrt{A}x)+\frac{D}{K_3^2-A}(\cosh\sqrt{A}x-\cosh K_3x)$$
$$+\frac{E}{K_3^2-A}\left(\frac{K_3}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}x-\sinh K_3x\right)+\frac{F}{A}(\cosh\sqrt{A}x-1) \quad (13\text{-}10)$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

线路 x 处的 a 相电压 $\dot{U}(x)$ 为

$$\dot{U}(x)=\dot{U}_1\cosh\sqrt{A}x-\frac{\dot{I}_1\sqrt{A}}{K_1}\sinh\sqrt{A}x+\frac{B}{K_3^2-A}\left(\frac{K_5}{K_3}\cosh\sqrt{A}x-\frac{K_5}{K_3}\cosh K_3x\right)$$
$$+\frac{C}{K_3^2-A}\left(\frac{K_5}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}x-\frac{K_5}{K_3}\sinh K_3x\right)+\frac{D}{K_3^2-A}$$
$$\times\left(\frac{K_3}{K_1}\sinh K_3x-\frac{\sqrt{A}}{K_1}\sinh\sqrt{A}x\right)+\frac{E}{K_3^2-A}\left(\frac{K_3}{K_1}\cosh K_3x-\frac{K_3}{K_1}\cosh\sqrt{A}x\right)$$
$$-\frac{F}{A}\times\frac{\sqrt{A}}{K_1}\sinh\sqrt{A}x \tag{13-11}$$

式中 $\dot{I}_1$、$\dot{U}_1$ 为线路受端（$x=0$ 处）的 a 相电流（A）和电压（V）。
其中

$$常数\ K_1=Y_{aa}+2Y_{ab}$$
$$K_2=(\dot{U}_{ab}+\dot{U}_{ac})Y_{ab}$$
$$K_3=\gamma$$
$$K_4=(\dot{I}_{ab}+\dot{I}_{ac})Z_t\cdot Y_{ab}$$
$$K_5=Z_{aa}$$
$$K_6=(\dot{I}_{ab}+\dot{I}_{ac})Z_{ab}$$
$$K_7=(\dot{U}_{ab}+\dot{U}_{ac})\frac{Z_{ab}}{Z_t}$$
$$K_8=2Z_{aW}\dot{I}_W$$
$$A=K_1K_5$$
$$B=K_2K_3$$
$$C=K_3K_4$$
$$D=K_1K_6$$
$$E=K_1K_7$$
$$F=K_1K_8$$

常数 A 表示线路的一种特性；常数 B、C 与容性分量有关；常数 D、E、F 与感性分量有关。于是潜供电流的容性和感性两个分量可分别求出。

2. 潜供电流和恢复电压的计算公式

图 13-24 为故障发生在线路上 x 处的潜供电流示意图。当单相故障发生在 x 处时，全线可看作分为 x 和 $L-x$ 两段，对每段线分别用式 (13-10) 求得的潜供电流为 $\dot{I}'_x$ 和 $\dot{I}''_x$，于是 x 处的总潜供电流 $\dot{I}_x=\dot{I}'_x-\dot{I}''_x$。再从总潜供电流公式可求得恢复电压 $\dot{U}_x$。图 13-24 中 R 为潜供电弧电阻，电弧梯度平均值为 15V/cm。如电弧电阻无确切数据，可采用 300Ω 值。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

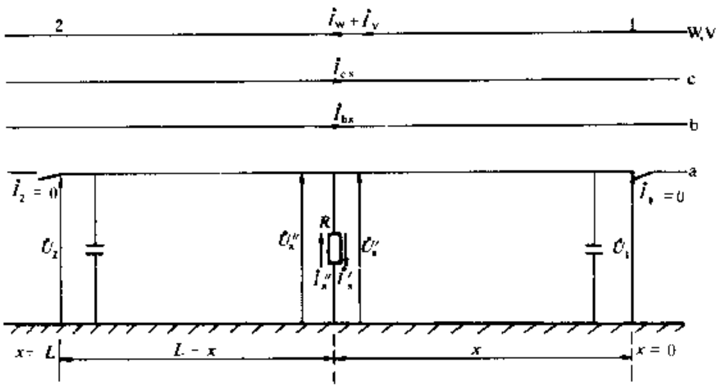


图 13-24　故障发生在线路上 x 处的潜供电流示意图

通过某 240km、500kV 线的潜供电流计算表明：电弧电阻 R 取小于 300Ω 的值，对潜供电流值影响很小，R 取用 300Ω 以上值时，影响稍大（R 取 300Ω 时潜供电流比 R 取 30Ω 时小 4%，比 R 取 600Ω 时大 9.4%）。由于恢复电压和电弧电阻无关，故不同的电弧电阻算得的恢复电压值不变。

故障点 x 处的总潜供电流为

$$\dot{I}_x = \left\{\frac{B}{K_3^2 - A}\left(\sinh K_3 x\cosh\sqrt{A}\,x - \frac{\sqrt{A}}{K_3}\cosh K_3 x\sinh\sqrt{A}\,x\right)\right.$$

$$\left.+ \frac{C}{K_3^2 - A}\left(\cosh K_3 x\cosh\sqrt{A}\,x - \frac{\sqrt{A}}{K_3}\sinh K_3 x\sinh\sqrt{A}\,x - 1\right)\right\}\Big/$$

$$\left(\cosh\sqrt{A}\,x + \frac{RK_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}\,x\right)$$

$$+ \left\{\frac{B\cosh K_3 x + C\sinh K_3 x}{K_3^2 - A}\left[\sinh K_3(L - x) - \frac{\sqrt{A}}{K_3}\sinh\sqrt{A}(L - x)\right]\right.$$

$$\left.+ \frac{C\cosh K_3 x + B\sinh K_3 x}{K_3^2 - A}\left[\cosh K_3(L - x) - \cosh\sqrt{A}(L - x)\right]\right\}\Big/$$

$$\left[\cosh\sqrt{A}(L - x) + \frac{RK_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}(L - x)\right]$$

$$+ \left\{\frac{D}{K_3^2 - A}\left(\frac{K_3}{\sqrt{A}}\sinh K_3 x\sinh\sqrt{A}\,x - \cosh K_3 x\cosh\sqrt{A}\,x + 1\right)\right.$$

$$\left.+ \frac{E}{K_3^2 - A}\left(\frac{K_3}{\sqrt{A}}\cosh K_3 x\sinh\sqrt{A}\,x - \sinh K_3 x\cosh\sqrt{A}\,x\right)\right\}\Big/$$

$$\left[\cosh\sqrt{A}\,x + \frac{RK_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}\,x\right]$$

$$+ \left\{\frac{D\cosh K_3 x + E\sinh K_3 x}{K_3^2 - A}\left[\cosh\sqrt{A}(L - x) - \cosh K_3(L - x)\right]\right.$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$+\frac{E\cosh K_3x+D\sinh K_3x}{K_3^2-A}\left[\frac{K_3}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}(L-x)-\sinh K_3(L-x)\right]\Bigg\}\Bigg/$$

$$\left[\cosh\sqrt{A}(L-x)+\frac{RK_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}(L-x)\right]$$

$$+\frac{F}{A}\left[\frac{1-\cosh\sqrt{A}x}{\cosh\sqrt{A}x+\dfrac{RK_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}x}-\frac{1-\cosh\sqrt{A}(L-x)}{\cosh\sqrt{A}(L-x)+\dfrac{RK_1}{\sqrt{A}}\sinh\sqrt{A}(L-x)}\right] \tag{13-12}$$

式（13-12）虽很繁琐，但很有规律，仔细分析可归纳如下两点：

（1）式中每项都是双曲函数。x 处的总潜供电流是由 x 段和 $L-x$ 段潜供电流 $\dot{I}'_x$ 和 $\dot{I}''_x$ 所组成的。把式中 K_3x 和 $\sqrt{A}x$ 的双曲函数诸项相加即得 $\dot{I}'_x$；把式中 K_3（$L-x$）和 $\sqrt{A}$ ×（$L-x$）的双曲函数诸项相加则得 $-\dot{I}''_x$。$\dot{I}_x=\dot{I}'_x-\dot{I}''_x$。

（2）式中每项都有 B、C、D、E 或 F 因子。x 处的总潜供电流是由容性分量 $\dot{I}_{xC}$ 和感性分量 $\dot{I}_{xL}$ 所组成。把式中有 B 和 C 因子的诸项相加即得 $\dot{I}_{xC}$；把式中有 D、E 和 F 因子的诸项相加则得 $\dot{I}_{xL}$。$\dot{I}_x=\dot{I}_{xC}+\dot{I}_{xL}$。

故障点 x 处的恢复电压 $\dot{U}_x$，可从 $\dot{U}_x=-\dot{I}_xR$，当 $R\to\infty$ 时求得，即

$$\dot{U}_x=\lim_{R\to\infty}(-\dot{I}_xR) \tag{13-13}$$

上述极限值很易求得。只要把式（13-13）中 $\dot{I}_x$ 用式（13-12）代入后，把式（13-13）中各项分子和分母各除以 R，再取 $R\to\infty$ 时的极限，即得 $\dot{U}_x$ 的表达式。求得的 $\dot{U}_x$ 公式和 $\dot{I}_x$ 公式很相似。$\dot{U}_x$ 公式也可用下法得到：把 $\dot{I}_x$ 公式(13-12)的各项分母中前一项（指 $\cosh\sqrt{A}x$ 或 $\cosh\sqrt{A}$（$L-x$））均置以零，把各项分母中 R 都置以 1，改变每项前的正、负号，即得 $\dot{U}_x$ 公式。为节省篇幅，$\dot{U}_x$ 的展开式不列出。恢复电压的容性和感性分量也可用相似方法求得，即 $\dot{U}_x=\dot{U}_{xC}+\dot{U}_{xL}$。

上述潜供电流和恢复电压计算公式既考虑了导线和地线的电感和电容参数，又计及线路的运行电压和电流，所以算得的结果比较精确，特别适用于研究以良导体地线作为减少潜供电流感性分量措施的作用。但它未考虑到线路上接有高压电抗器和中性点小电抗器的情况，因此对研究中性点小电抗器作为减少潜供电流容性分量措施的作用，还需采用另外方法。

二、中性点小电抗器

输电线的相间分布电容是决定容性分量潜供电流和恢复电压的主要因素。相间分布电容可用高压电抗器中性点上接一个小电抗器来进行补偿。采用中性点小电抗器措施和采用消弧线圈措施的补偿性质很相似。前者所补偿的是线路相间电容，其数值决定于线路的正

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

序电容和零序电容之差，即 C_1-C_0；而消弧线圈补偿的是对地电容 $3C_0$。需注意的区别是：每个消弧线圈对整个不接地网络任何处发生接地故障都能起到消弧作用；而在超高压线路上为补偿潜供电流容性分量而采用的中性点小电抗器只对它连接的一回线路起作用。

1. 输电线分布电容的等值回路

在研究潜供电流容性分量时，可忽略输电线的串联参数（电阻和电感），这样虽降低了计算精度，但分布电容可用集中电容来模拟，使计算大大简化。图 13-25 为三相输电线电容的等值图。

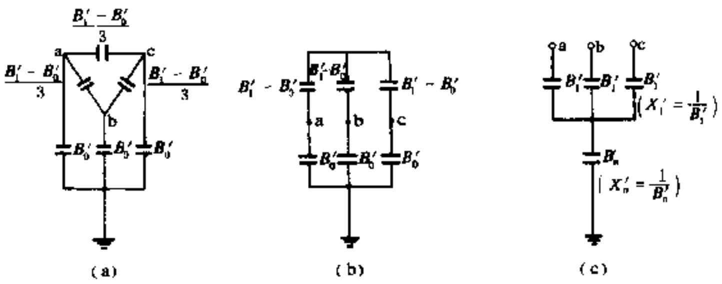


图 13-25 三相输电线电容的等值图

(a)输电线的相间电容和对地电容；(b)相间电容改为星形接线；(c)等值图

B_1'——输电线的正序容性电纳；B_0'—输电线的零序容性电纳

图 13-25（c）中，零序容性电纳为 $\frac{1}{x_1'+3x_n'}$，此值也应和 B_0' 相等，即 $B_0'=\frac{1}{x_1'+3x_n'}=\frac{B_1'B_n'}{B_n'+3B_1'}$，可得

$$B_n'=\frac{3B_0'B_1'}{B_1'-B_0'} \tag{13-14}$$

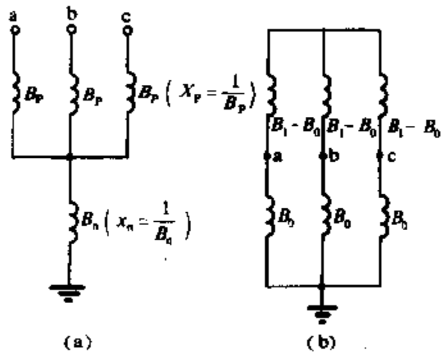


图 13-26 单相型高压电抗器和中性点小电抗器接线图和等值图

(a) 接线图；(b) 等值阻抗图

2. 高压电抗器和中性点小电抗器的等值回路

国内 500kV 高压电抗器都选用单相型。每相高压电抗器的电抗和电纳分别为 x_p 和 B_p；中性点小电抗器的电抗和电纳分别为 x_n 和 B_n。B_1 和 B_0 分别为高压电抗器和小电抗器的正序和零序感性电纳。

图 13-26（a）中，正序感性电纳为 B_p，零序感性电纳为 $\frac{1}{x_p+3x_n}=\frac{B_pB_n}{B_n+3B_p}$。

图 13-26（b）中，正序感性电纳为 B_1；零序感性电纳为 B_0。所以

$$\left.\begin{aligned}B_1&=B_p\\B_0&=\frac{B_pB_n}{B_n+3B_p}\end{aligned}\right\} \tag{13-15}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

由此可得

$$B_n = \frac{3B_0B_1}{B_1 - B_0} \tag{13-16}$$

如高压电抗器中性点直接接地，则 $x_n=0$ 或 $B_n=\infty$。从式（13-15）得

$$B_0 = \lim_{B_n \to \infty} \frac{B_pB_n}{B_n + 3B_p} = B_p = B_1$$

从图 13-26（b）得知：当 $B_0=B_1$，则 a、b、c 三相间的星形接线感性电纳 B_1-B_0 均为零，即三个单相高压电抗器组没有相间电抗存在，因此也不可能对输电线相间电容进行补偿。

如上述高压电抗器的中性点接小电抗器，则 a、b、c 三相间感性电纳为 $\frac{B_1-B_0}{3}$ $\left(\text{把星形接线的 } B_1-B_0 \text{ 转换为三角形接线的} \frac{B_1-B_0}{3}\right)$。

如把输电线相间容性电纳全部补偿掉，则

$$B_1 - B_0 = B'_1 - B'_0 \tag{13-17}$$

设 F 为高压电抗器对输电线正序电容的补偿度，则

$$F = \frac{B_1}{B'_1}$$

或

$$B_1 = FB'_1$$

从式（13-17）得

$$B_0 = B_1 - (B'_1 - B'_0) = B'_0 - (1 - F)B'_1$$

代入式（13-16）得

$$B_n = \frac{3FB'_1}{B'_1 - B'_0}[B'_0 - (1 - F)B'_1]$$

再把式（13-14）代入上式，则得

$$B_n = B'_nF\left[1 - \frac{(1 - F)B'_1}{B'_0}\right] \tag{13-18}$$

必须指出：式（13-18）是在把线路相间电容全部补偿掉的情况下求得的。但在实际工程中选择中性点小电抗器参数时，把相间电容全部补偿掉不及部分补偿掉好。因此小电抗器参数不能直接从式（13-18）求得。一般在编制小电抗器参数选择计算程序中，可先用式（13-18）求出一个 B_n 值，然后再把此 B_n 值逐步减小（如逐步减小 5%，10%，15%，…），根据这些不同的 B_n 值，分别求出潜供电流的容性分量和小电抗器高压侧的电压值，从中挑选一个合适的小电抗器的阻抗参数。小电抗器参数选定后，还需作两项校验计算：①高压电抗器加上小电抗器后的工频过电压计算；②当断路器一相或两相开断时，会否发生工频谐振过电压的计算。

三、感性补偿线路的潜供电流和恢复电压计算

式（13-12）只适用于无感性补偿线路的潜供电流计算。理论上可把高压电抗器和小电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

抗器的数学模型考虑进去，但这样推导出来的感性补偿线路的潜供电流公式比式(13-12)更要复杂得多。所以一般工程设计中采用略去线路串联参数的简单方法。这一方法只求得潜供电流的容性分量。至于它的感性分量仍可采用式（13-12）求得的感性分量 $\dot{I}_{xL}$ 值。两个分量的合成值即为感性补偿线路的总潜供电流。

当感性补偿线路的 a 相发生接地故障时，电源侧断路器的 a 相把故障相隔离后的接线图如图 13-27 所示。B_1' 和 B_0' 分别为线路分布电容的正序和零序容性电纳，如图 13-25 (b) 所示。B_1 和 B_0 分别为高压电抗器和小电抗器组的正序和零序感性电纳，如图 13-26 (b) 所示。图 13-27 中，F 为故障点，I_f 为潜供电流，U_f 为潜供电流熄灭后弧道的恢复电压。

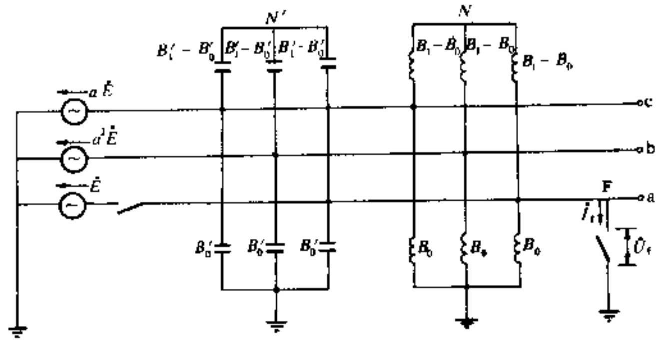


图 13-27 感性补偿线路的故障相被隔离后的示意图之一

（线路串联阻抗忽略不计）

电源的三相电动势为：$\dot{E}_a = E$

$$\dot{E}_b = \alpha^2 E = -0.5E - j0.866E$$

$$\dot{E}_c = \alpha E = -0.5E + j0.866E$$

上述三相电动势可分解为实部和虚部两组分量。

第一组实部分量为：$E_a' = E$，$E_b' = E_c' = -0.5E$

第二组虚部分量为：$E_a'' = 0$，$E_b'' = -E_c'' = -j0.866E$

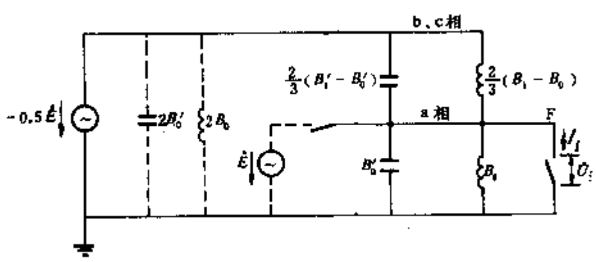


图 13-28 实部分量电动势作用于图 13-27 回路的等值图

把这两组电动势分别作用于图 13-27 回路，经简化后得等值图 13-28 和图 13-29。

1. 故障处恢复电压的容性分量计算

分析图 13-29，因 b、c 两相对 a 相和大地是对称的，显而易见 a 相是处于大地电位。所以当故障处电弧熄灭后，弧道两端不存在任何电压，当电弧未熄灭时，弧道处也不会有电流通过，即虚部分量电动势对故障处并不提供潜供电流和恢复电压。因此在计算故障处潜供电流和恢复电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

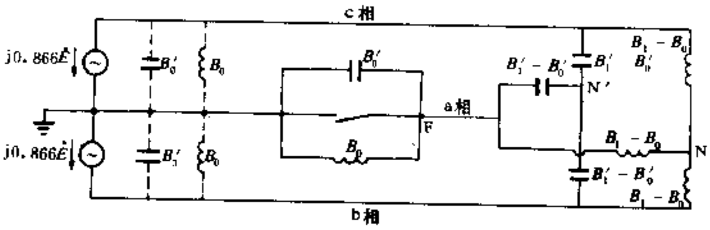


图 13-29 虚部分量电动势作用于图 13-27 回路的等值图

压时，可不计虚部分量电动势的作用，只要根据图 13-28 考虑实部分量电动势的作用进行计算。图中虚线部分的电纳直接跨接在电源两端，与 I_f 和 U_f 值无关，也可略去不计。从图 13-28 可求得潜供电弧熄灭后，弧道处电源频率的恢复电压容性分量 U_f，即

$$U_f=-\frac{E}{2}\times\frac{\dfrac{1}{B'_0-B_0}}{\dfrac{1}{\dfrac{2}{3}(B'_1-B'_0)-\dfrac{2}{3}(B_1-B_0)}+\dfrac{1}{B'_0-B_0}}$$

$$=-\frac{(B'_1-B'_0)-(B_1-B_0)}{(2B'_1+B'_0)-(2B_1+B_0)}E \tag{13-19}$$

如选择中性点小电抗器参数使 B_1-B_0 和 $B'_1-B'_0$ 相等，则 $U_f=0$。

如输电线上安装了高压电抗器，但其中性点直接接地，即 $B_1-B_0=0$，则

$$U_f=\frac{-E(B'_1-B'_0)}{(2B'_1+B'_0)-3B_0} \tag{13-20}$$

如输电线上不安装高压电抗器，即 $B_1=B_0=0$，则

$$U_f=\frac{-E(B'_1-B'_0)}{2B'_1+B'_0} \tag{13-21}$$

比较式 (13-20) 和式 (13-21)，可知若输电线上装了高压电抗器而中性点直接接地，则故障处的恢复电压容性分量反而比线路上不装高压电抗器时为大。

2. 故障处潜供电流的容性分量计算

把图 13-28 中表示故障处恢复电压的开关合上，就可求得潜供电流的容性分量 I_f，即

$$I_f=\frac{E}{2}\times \mathrm{j}\frac{2}{3}[(B'_1-B'_0)-(B_1-B_0)]$$

$$=\mathrm{j}\frac{E}{3}[(B'_1-B'_0)-(B_1-B_0)] \tag{13-22}$$

从式 (13-19) 和式 (13-22) 可知，如用高压电抗器和中性点小电抗器进行补偿，调谐到使 $B'_1-B'_0$和 B_1-B_0 相等，则潜供电流和恢复电压的容性分量同时为零。

如输电线上不装高压电抗器 (即 $B_1=B_0=0$) 或装了高压电抗器但中性点直接接地 (即 $B_1=B_0$)，则潜供电流容性分量为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$I_t = \mathrm{j}\frac{E}{3}(B'_1 - B'_0) \tag{13-23}$$

所以输电线上若只装高压电抗器，就不能使潜供电流（容性分量）有任何减小，它只有降低工频暂态过电压的作用。

3. 中性点小电抗器的过电压计算

为计算中性点小电抗器的电压 U_n，需采用图 13-30 所示的接线图。该图与图 13-27 是等值的。如前所述，U_n 也只与实部分量电动势有关，而与虚部分量电动势无关。图 13-31 是实部分量电动势作用于图 13-30 回路的等值图。

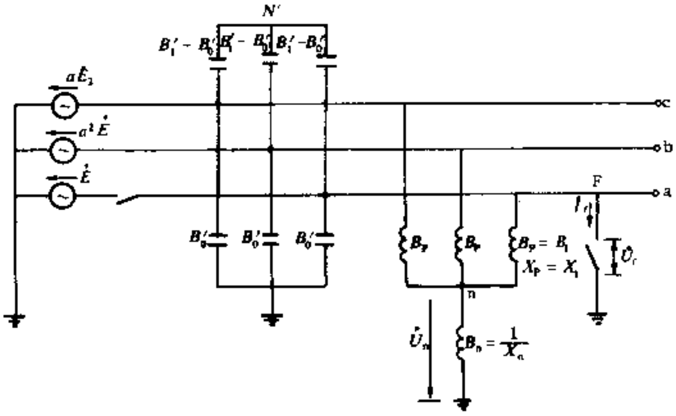


图 13-30 感性补偿线路的故障相被隔离后的示意图之二

（与图 13-27 等值）

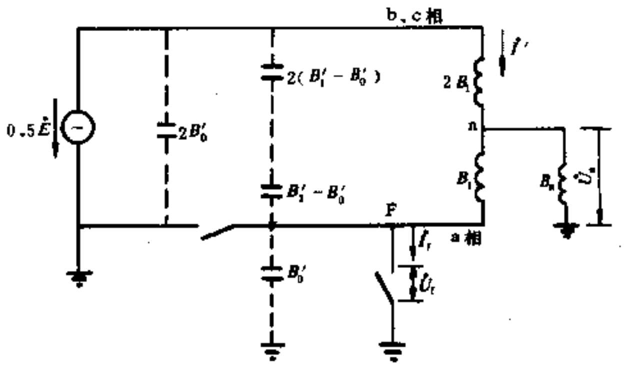


图 13-31 实部分量电动势作用于图 13-30 回路的等值图

（1）当电源侧断路器的 a 相已跳闸把故障相隔离，但潜供电弧尚未熄灭，即图 13-31 中表示故障处 F 恢复电压的开关合上时，可求得中性点小电抗器的电压 U_n 为

$$U_n = \frac{I'}{B_1 + B_n} = -\frac{E}{2} \times \frac{2B_1(B_1 + B_n)}{2B_1 + B_1 + B_n} \times \frac{1}{B_1 + B_n}$$

$$= -\frac{B_1}{3B_1 + B_n}E = -\frac{x_n}{x_1 + 3x_n}E = -\frac{x_0 - x_1}{3x_0}E \tag{13-24}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

其中

$$x_n = \frac{x_0 - x_1}{3}$$

（2）当电源侧断路器的 a 相尚未跳闸，故障相尚未被隔离，则中性点小电抗器电压 U_n 可用一般不对称单相接地故障计算求得。在该计算中可先求得故障处 F 的零序电压 U_0。因小电抗器电压 U_n 也是零序电压，它和 U_0 的关系可用图 13-32 来表示。所以有

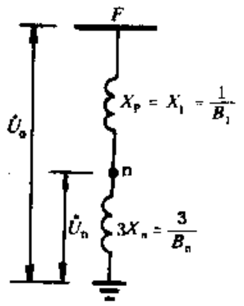


图 13-32　中性点小电抗器电压和故障处零序电压的关系

$$U_n = \frac{3X_n}{X_p + 3X_n}U_0 = \frac{3B_1}{3B_1 + B_n}U_0 \tag{13-25}$$

（3）中性点小电抗器的电流和容量：
流经小电抗器的电流为

$$I_n = \frac{U_n}{X_n} = U_n B_n \tag{13-26}$$

小电抗器的无功容量为

$$Q_n = \frac{U_n^2}{X_n} = U_n^2 B_n \tag{13-27}$$

上述两式中 U_n 是当系统发生故障时出现的电压，所以求得的 I_n 和 Q_n 的持续时间是短暂的。一般中性点小电抗器的技术规范中有长时间额定电流和短时间额定电流两种。网络故障时的短时间电流可考虑不超过 10s。

四、工频谐振过电压计算

用高压电抗器进行补偿的空载线路，由于电抗补偿度太大，造成电抗器参数和输电线参数配合不适当，当电源侧断路器发生非全相断开时（如一相或两相断开），就会引起工频线性谐振过电压。在高压电抗器中性点上安装合适参数的小电抗器可以抑制这种谐振过电压。如小电抗器参数选择不当，则仍会发生谐振过电压。因此高压电抗器和小电抗器两者参数选定后，还需进行工频谐振过电压校验计算。

1. 断路器一相断开引起工频谐振过电压的条件

图 13-27 和 13-30 均可用来表示一相断开带高压电抗器和小电抗器的空载线路的接线图，但图中表示潜供电流的 F 点对地支路应删去。如前所述，把电动势分解为实部和虚部两组。因需求解的是 a 相谐振过电压值，虚部分量对 a 相并不提供任何电压，所以只要考虑实部分量的电动势。从图 13-28 和式（13-19），可求得 a 相电压为

$$U_a = -\frac{(B'_1 - B'_0) - (B_1 - B_0)}{(2B'_1 + B'_0) - (2B_1 + B_0)}E \tag{13-28}$$

所以一相断开发生谐振过电压的条件为

$$2B'_1 + B'_0 - 2B_1 - B_0 = 0 \tag{13-29}$$

如高压电抗器中性点直接接地，则 $B_0 = B_1 = B_p$，代入式（13-29）得

$$B_0 = \frac{1}{3}(2B'_1 + B'_0) \tag{13-30}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

一相断开时会发生谐振过电压的高压电抗补偿度 F_1 为

$$F_1=\frac{B_p}{B'_1}=\frac{B_0}{B'_1}=\frac{1}{3}\left(2+\frac{B'_0}{B'_1}\right)=\frac{1}{3}\left(2+\frac{C_0}{C_1}\right) \tag{13-31}$$

如某 500kV 线，导线为水平布置，$C_1=0.0128748\mu F/km$，$C_0=0.0088147\mu F/km$，求得 $F_1=89.5\%$。另一 500kV 线，导线为三角形布置，$C_1=0.0137147\mu F/km$，$C_0=0.0078718\mu F/km$，求得 $F_1=85.8\%$。

2. 断路器两相断开引起工频谐振过电压的条件

图 13-33 表示两相断开带高压电抗器和小电抗器的空载线路示意图，从等值图 13-33

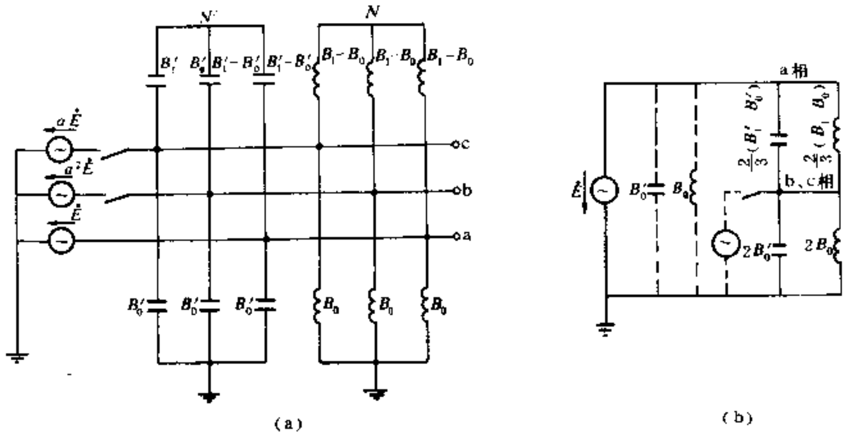


图 13-33　两相断开带高压电抗器和小电抗器的空载线路示意图

(a) 接线图；(b) 等值图

(b) 可求得 b、c 相电压为

$$U_b=U_c=-\frac{(B'_1-B'_0)-(B_1-B_0)}{(B'_1+2B'_0)-(B_1+2B_0)}E \tag{13-32}$$

所以两相断开发生谐振过电压的条件为

$$B'_1+2B'_0-B_1-2B_0=0 \tag{13-33}$$

如高压电抗器中性点直接接地，则将 $B_0=B_1=B_p$ 代入式 (13-33) 得

$$B_0=\frac{1}{3}(B'_1+2B'_0) \tag{13-34}$$

两相断开时会发生谐振过电压的高压电抗补偿度 F_2 为

$$F_2=\frac{B_p}{B'_1}=\frac{B_0}{B'_1}=\frac{1}{3}\left(1+\frac{2B'_0}{B'_1}\right)=\frac{1}{3}\left(1+\frac{2C_0}{C_1}\right) \tag{13-35}$$

对前述的 500kV 线，导线为水平布置时，求得 $F_2=79\%$；导线为三角形布置时，求得 $F_2=71.6\%$。

3. 在二频谐振过电压校验计算中对 C_1 和 C_0 参数的要求

在工频谐振过电压校验计算中，计算公式虽很简单，但对 C_1 和 C_0 参数的精度要求很高。在线路未建成前，线路参数可按杆塔和导线布置的几何尺寸求得。导线水平和三角形

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

布置虽对 C_1 和 C_0 参数的差别并不大，但对相间电容 $\frac{1}{3}(C_1-C_0)$ 的差别却很大。如前述例子，三角形布置时比水平布置时要大 44%。对高压电抗器补偿度很大的线路尤其要引起注意：必须根据具体工程设计的杆塔和导线布置尺寸，作 C_1 和 C_0 参数计算，不要任意套用其他工程的参数。几个建成线路的参数测试结果表明：参数的设计计算值和实际测试值是很接近的，两者的精度对一般工程设计要求是足够了。对高压电抗器补偿度不高的线路作谐振过电压校验计算，两者精度也可满足要求。但对高压电抗器补偿度很高的线路作谐振过电压校验计算，则两者精度仍不能满足。即使实测参数也是在某一运行情况和气象条件下进行的，何况还有仪器等各种误差。为了避开谐振过电压区，保证有一定的安全裕度，对高补偿度线路，建议在采用的 C_1 和 C_0 参数值的±10%范围内作谐振过电压校验计算。

应当指出，在高补偿度（95%～100%）情况下，用小电抗器限制谐振过电压实际上已失去作用，将出现理想点与谐振点重叠的现象。

第六节　同步电机自励磁

同步电机自励磁现象实质上是一种参数谐振。如图 13-34 所示，在有电感 L、电容 C 和电阻 R，但没有电动势的电路中，当 L（或 C）作周期性的变化时，电流可能无限制地增大。

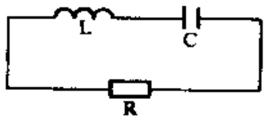


图 13-34　R、L、C 回路

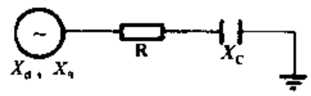


图 13-35　同步电机自励磁接线图

无励磁的同步发电机和接在定子电路内的电容在一起，恰好表示上述电路（比较图 13-34 和图 13-35）。定子的相绕组电感呈周期性变化，变化频率是电机同步频率的两倍。发生自励磁时，定子中出现的电流在电机中产生电磁转矩。这种电磁转矩是在电流谐振条件下产生的，和同步电机正常励磁所产生的电磁转矩没有任何关系。自励磁时产生的电磁功率与定子回路中的电阻损耗相等，则电流的振幅不变。这种稳定的电流振荡过程对应于自励磁的边界。如电磁功率小于电阻损耗，则自励磁过程是衰减的。反之，如电磁功率大于电阻损耗，则自励磁过程是发展的。由于电机磁路的饱和，定子电流不可能无限制增大，实际自励磁只发展到一定的限度为止。同步电机的剩磁电压就足以使定子回路出现初始电流。自励磁电流性质是自由电流，它的发生条件只取决于电路的参数关系而与电机电路的外加电压无关。在研究自励磁发生条件时，可认为外加电压等于零。

一、自励磁类型

自励磁时的电流振荡具有一定的频率，该频率与电机参数和接在定子回路中的电容有关。自励磁时定子的三相电流产生旋转磁场。该磁场或以同步转速旋转，即对转子相对静止；或以某转速对转子移动。前一情况在自励磁时可能只产生反应转矩的同步电磁转矩；后一情况只产生异步电磁转矩。这两种自励磁分别称为同步自励磁和异步自励磁。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1. 同步自励磁

同步自励磁靠反应转矩产生能量。众所周知，反应转矩只有在电机的 d 轴和 q 轴上阻抗不等时才会产生。关于电机两轴阻抗不等，需注意到下述情况。如转子绕组开路，当定子电流磁场轴线不与 d、q 轴重合时，气隙中磁力束管变形，产生切向力，因而产生反应电磁转矩。如励磁绕组短接而它的电阻 R_l 等于零，在定子直轴电流 i_d 任意微小变化下，且变化为任意速度时，励磁绕组内将产生相应的电流，定子直轴电抗等于 x_d'。在这种情况下，电机的 d、q 轴电抗不相等（$x_d' \neq x_q$），也会产生反应电磁转矩。此时两轴电抗不等并不是由于转子磁路不对称，而是由于 d 轴上有短路的绕组存在的缘故。

产生反应转矩的上述两种情况的特点是：由于电流 i_d、i_q 的变化速度不影响电机 d、q 轴的参数，所以在定子磁链为恒定的情况下，后一种自励磁也可能存在。因此在这种电磁转矩下的自励磁可能是稳定的（自励磁边界），在它随时间发展的过程中，它的发展速度是不大的，这种同步自励磁称为反应同步自励磁。

实际上，励磁绕组对自由电流来说是短接的（经过励磁机），但具有一定的电阻。当电阻 R_l 不大时，只要直轴电流 i_d 以足够大的速度随时间变化，则定子直轴电抗实际上为 x_d'。在极端情况下，当电流 i_d 变化速度趋近于零时，定子直轴电抗将趋近于同步电抗 x_d。所以在电阻 R_l 为有限值，参数 x_d'和 x_q 不相等的情况下，也可能发生反应转矩，但必须在电流 i_d、i_q 随时间变化的一定条件下，也就是说在定子磁链不断增大的情况下，才会发生。因此由参数 x_d'和 x_q 决定的同步自励磁只能有增长的特性。这种同步自励磁称为推斥同步自励磁。

在实际情况下，反应同步自励磁只可能在具有不同阻抗 x_d 和 x_q 的凸极机内发生。在具有超导体的励磁绕组的电机中（$R_l=0$），反应同步自励磁也可能在隐极机内发生。推斥同步自励磁在凸极机和隐极机中都可能发生。

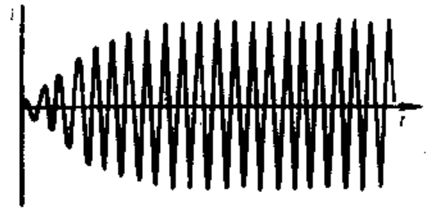


图 13-36　电机同步自励磁时定子电流的变化特性

因为在同步自励磁时，定子磁场以同步速度旋转，所以在定子内只能有同步频率的电流流通。图 13-36 表示电机同步自励磁时定子电流的变化特性。显然同步电机定子端电压也是同样地变化。

2. 异步自励磁

异步自励磁特点是气隙磁场与转子非同步旋转，气隙磁场对转子相对速度为 $S\omega$，ω 为转子速度，S 为滑差。当磁场转速大于转子转速时，S 取正值。当 $S\omega \neq 0$ 时，转子绕组中感应产生滑差频率 $S\omega$ 的电动势和电流。

如转子上 d、q 轴绕组不对称，则转子电流产生的磁场可用两个在相反方向上旋转的磁场来代替。这两个旋转磁场对转子的相对转速为 $\pm S\omega$，对定子的转速为 $(1\pm S)\omega$。因此在异步自励磁时，在一般情况下，定子绕组内应有两种频率的、幅值不等的电流流通。这两个频率为 $(1+S)\omega$ 和 $(1-S)\omega$。把这两个频率的电流叠加，就得出定子电流脉振，如图 13-37 所示。

当转子上有对称的绕组时（例如异步电机的转子），对转子转速为 $S\omega$ 的旋转磁场是由

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

转子内的一组对称电流产生的，这种电流产生的旋转磁场对转子的转速为$S\omega$。这里需要指出的是：转子转速必须比磁场的转速高（异步发电机），只有在这种条件下才能产生能量。因此异步自励磁只能在$S<0$的情况下发生。不难看到，转子对称的电机异步自励磁时，在定子中只有一种频率为$(1+S)\omega$的电流流通。定子电流的特性与图 13-36 所示的相类似。电机的定子电压随时间的变化也是这样的。



图 13-37　不对称转子的电机异步自励磁时定子电流的变化特性

二、自励磁边界

在系统设计中一般只研究同步电机在什么条件下可能会发生自励磁，而不是研究自励磁随时间发展的过程。也就是求出对应于自励磁过程开始（自励磁边界）时系统参数间的关系。电机转速不大的变化对于自励磁的条件没有什么明显的影响，因此自励磁条件是在电机转子以同步速度旋转的假定下求出的。

决定自励磁边界的一般方法在于研究对应于电机回路电压微分方程式的特征方程式的根。如特征方程所有复根的实部和实根都为负值，则不会发生自励磁。有实根或复根的实部转变为零的情况，对应于自励磁的边界。决定特征方程式全部复根实部和实根都为负值的条件，可用霍尔维茨判据。上述决定自励磁边界的方法其实就是研究静态稳定的一般方法。

现以图 13-35 所示接线图研究自励磁发生的条件。设发电机励磁电压等于零，励磁绕组短接，转速恒定且等于额定值，即$\omega=1$。

如不计及发电机的阻尼绕组，即假设发电机转子只有一个励磁绕组，则判别自励磁的特征方程为 5 阶，一般形式如下

$$a_0p^5+a_1p^4+a_2p^3+a_3p^2+a_4p+a_5=0 \tag{13-36}$$

其中

$$\begin{aligned}
a_0&=x'_dx_q\\
a_1&=(x'_d+x_q)R+x_dx_q\rho_1\\
a_2&=2x'_dx_q+(x'_d+x_q)x_C+(x_d+x_q)R\rho_1+R^2\\
a_3&=(2x_C+x'_d+x_q)R+[2x_dx_q+(x_d+x_q)x_C]\rho_1+R^2\rho_1\\
a_4&=(x'_d-x_C)(x_q-x_C)+(2x_C+x_d+x_q)R\rho_1+R^2\\
a_5&=[(x_d-x_C)(x_q-x_C)+R^2]\rho_1\\
\rho_1&=R_1/x_1
\end{aligned}$$

上述研究系统稳定的条件除特征方程各个系数大于零以外，还必须各个判别行列式Δ_5、Δ_4、Δ_3、Δ_2、Δ_1均大于零。对于 5 阶特征方程，这些判别行列式为

$$\Delta_5=\begin{vmatrix}a_1&a_0&0&0&0\\a_3&a_2&a_1&a_0&0\\a_5&a_4&a_3&a_2&a_1\\0&0&a_5&a_4&a_3\\0&0&0&0&a_5\end{vmatrix}>0 \tag{13-37}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\Delta_4 = \begin{vmatrix} a_1 & a_0 & 0 & 0 \\ a_3 & a_2 & a_1 & a_0 \\ a_5 & a_4 & a_3 & a_2 \\ 0 & 0 & a_5 & a_4 \end{vmatrix} > 0 \tag{13-38}$$

$$\vdots$$

$$\Delta_1 = a_1 > 0 \tag{13-39}$$

以上的 Δ_1、Δ_2、Δ_3、Δ_4 为 Δ_5 逐次划去最下一行和最后一列后的各个子行列式。

从式（13-37），得 $\Delta_5 = a_5\Delta_4 > 0$。

这表明第一个判别条件 $\Delta_5 > 0$ 可用 $a_5 > 0$ 和 $\Delta_4 > 0$ 两个条件来代替。

首先讨论第一个判别条件 $a_5 > 0$。当常数项 $a_5 < 0$ 时，特征方程出现正实根，各变量 i_d、i_q 等自发单调增长，系统不稳定，发生了自励磁。电流 i_d、i_q 的单调增长还表示电流综合相量与转子是同步的，所以这种不稳定现象称为同步自励磁。

同步自励磁的边界条件为 $a_5 = 0$，即

$$(X_d - X_C)(X_q - X_C) + R^2 = 0 \tag{13-40}$$

或写成

$$\left(X_C - \frac{X_d + X_q}{2}\right)^2 + R^2 = \left(\frac{X_d - X_q}{2}\right)^2 \tag{13-41}$$

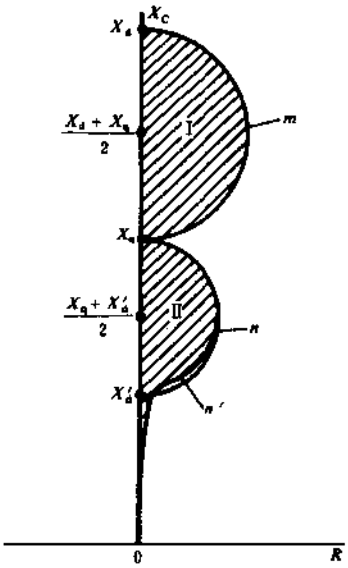


图 13-38 同步发电机自励磁区域

用图形来表示即图 13-38 中的半圆 m。这半圆圆心坐标为 $\left(0, \frac{X_d+X_q}{2}\right)$，半径为 $\frac{X_d-X_q}{2}$。半圆内阴影部分 I 是不稳定区。从系统各元件参数间的关系来说，当代表输电系统参数的点（R，X_C）落于半圆 m 内时，系统发生同步自励磁。由于这时发电机输出功率是由 d 轴与 q 轴的同步电抗 X_d 与 X_q 不相等所致，故也称其为反应同步自励磁。以上讨论表明半圆 m 内对应于不稳定条件 $a_5 < 0$。

然后讨论第二个判别条件 $\Delta_4 > 0$。为简明起见，先讨论 $\rho_1 = 0$ 的情况，再讨论 $\rho_1 \neq 0$ 的情况。

(1) 如 $\rho_1 = \frac{R_1}{X_1} = 0$，即励磁绕组的电阻 R_1 等于零或励磁绕组为一超导体，这时特征方程式（13-36）的系数 $a_5 = 0$。于是特征方程减为 4 阶，a_4 成为常数项。从式（13-38），得 $\Delta_4 = a_4\Delta_3 > 0$。表明这一判别条件可用 $a_4 >$ 0 和 $\Delta_3 > 0$ 两个条件来代替。仍先讨论 $a_4 > 0$ 这一条件。如 $a_4 < 0$，特征方程出现正实根，各变量 i_d、i_q 等自发单调增长，系统不稳定，发生了自励磁，这也是一种同步自励磁。但这时发电机定子 d 轴的电抗不再是 X_d，而是暂态电抗 X_d'，发电机输出功率是由 q 轴的 X_q 与 d 轴的 X_d' 不相等所致，故称其为推斥同步自励磁。需注意，如 $\rho_1 = 0$ 条件成立，定子 d 轴电抗恒等于 X_d'，则图 13-38 中的半圆 m 不存在。推斥同

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

8

步自励磁的边界条件为 $a_4=0$，且 $\rho_1=0$，其方程为

$$(X'_d - X_C)(X_q - X_C) + R^2 = 0 \tag{13-42}$$

或写成

$$\left(X_C - \frac{X_q + X'_d}{2}\right)^2 + R^2 = \left(\frac{X_q - X'_d}{2}\right)^2 \tag{13-43}$$

用图形来表示即图 13-38 中的半圆 n。半圆内是不稳定区。

（2）如 $\rho_1 \neq 0$，即励磁绕组电阻 R_1 不等于零。研究工作（包括对其他不稳定条件的研究）表明，在纵坐标 X_q 以下部分的稳定边界为图 13-38 中的曲线 n′。曲线 n′内的阴影部分 1 是不稳定区。曲线 n′的上面部分比半圆 n 略下，但下面部分为一“尾巴”一直延伸到坐标原点。在曲线 n′内，系统不稳定有两种可能形式。当输电系统参数 R，X_C 使特征方程出现正实根时，系统发生推斥同步自励磁。当输电系统参数 R、X_C 使特征方程出现一对正实部复根时，变量 i_d、i_q 等以增幅振荡的形式出现。电流综合相量与转子异步，其转速小于同步速，系统发生异步自励磁，而发电机向系统输出异步功率。

由于未计及磁路的饱和，图 13-35 的研究系统是线性的，当系统不稳定而发生自励磁时，所有变量将无限增长。

如研究时需要计及发电机的阻尼绕组，则特征方程的阶数将增高，但仍可用上述方法进行分析研究。这里不再叙述。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十四章 其他电气计算

编者 罗时年 李耕文 陈淑真 赵章泰

审者 朱天游 曾 俊 陈梓权 俞 棠

第一节 冲击负荷对电力系统的影响

一、冲击负荷特性

冲击负荷泛指功率变化速度很快的负荷，如核物理研究中电子加速器的用电负荷、轧钢用电负荷等。图 14-1 为 4000 亿电子伏特加速器的用电负荷曲线。图示一个循环周期约为 6s，分上升段（3.8s）、平顶段（0.7s）和衰减段（约 1.5s）。其特点是幅值大（图中最大有功负荷 150MW）、急升骤降，如平顶段后不到 0.1s 内甩负荷达 180MW（其中有部分功率反弹）。加速器系用经整流后的直流供电，故对电力系统在大的有功冲击的同时也带来大的无功冲击，如图 14-1 中，无功冲击最高负荷约 80Mvar。加速器一般工作间隔时间为每 10min 重复一次（负荷较小时工作频率可能增加）。

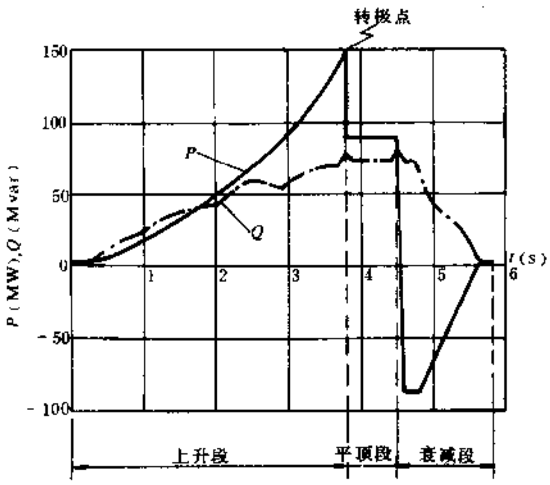


图 14-1 4000 亿电子伏特加速器冲击负荷曲线
（一个循环从电网中吸取的功率）

轧钢用电负荷曲线的形状及大小与很多因素有关，综合起来可归纳为两个基本类型，其典型负荷曲线如图 14-2（a）、(b) 所示。

图 14-2（a）所示第Ⅰ类冲击负荷曲线系呈间断性脉冲状的矩形波，负荷升降速度快，间隔（变化周期）短（为几秒）。钢铁厂中的开坯轧机、厚板轧机、型钢轧机和热连轧的粗轧部分等的生产用电都具有这种冲击负荷特性。在一个轧制周期内，负荷波动次数（即轧制道次）为 1～21 道次不等，一个轧制周期时间一般短的不到 1min，长的在 2min 以上。

图 14-2（b）所示第Ⅱ类冲击负荷曲线为呈阶梯形上升和下降、持续时间较长的梯形曲线，负荷变化比第Ⅰ类要缓慢些，但幅值较大。如热连轧中，在一定速度下于 11s 内咬钢并卷取后，以某一速度进行较长时间的高速轧钢直至终了，接着在约 5s 内甩钢至空载状态。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

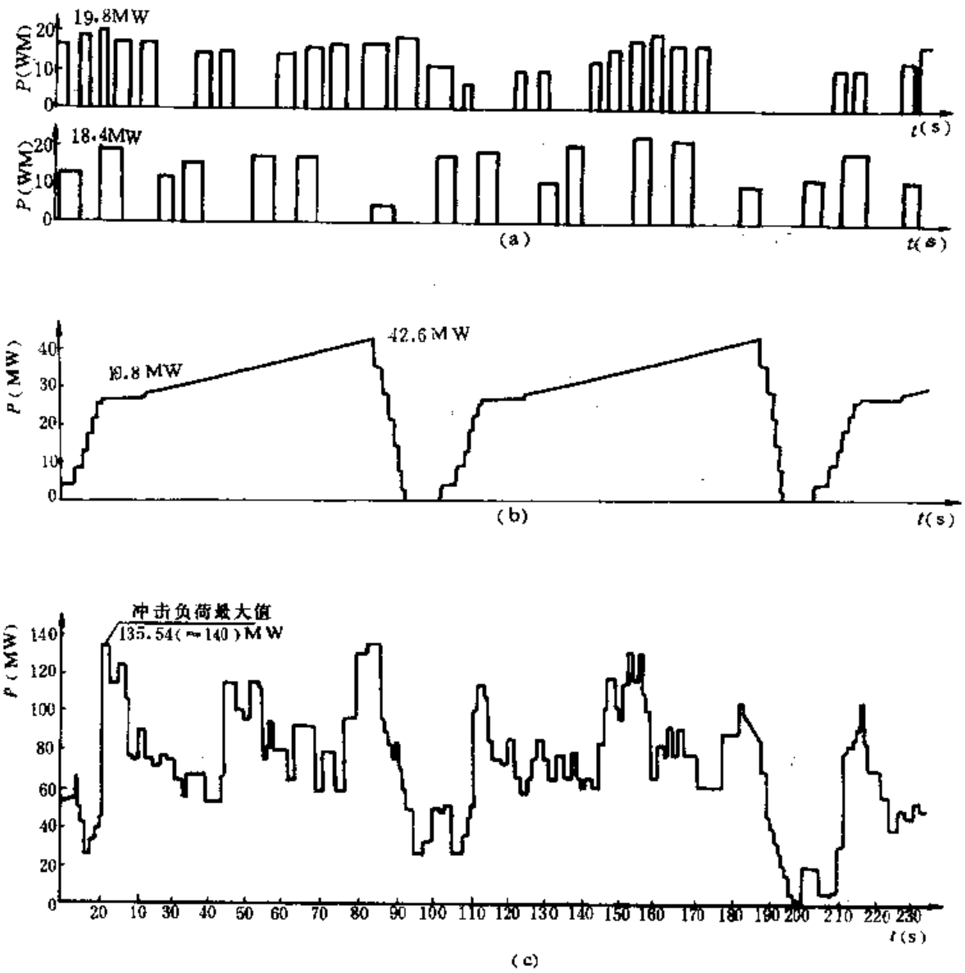


图 14-2 钢铁厂轧钢冲击负荷（有功）典型负荷曲线图

(a) 第Ⅰ类冲击负荷（轧钢）典型负荷曲线；(b) 第Ⅱ类冲击负荷（轧钢）典型负荷曲线；(c) 钢铁厂轧钢冲击负荷（有功）综合负荷曲线

以上两曲线系指有功冲击负荷。对于无功冲击负荷，则视轧机的供电方式而异。一般第Ⅰ类冲击负荷的轧机，相当大一部分采用大型同步电机—直流发电机组供电，无功冲击量往往很小，甚至可以向电网送出无功。产生第Ⅱ类冲击负荷的连轧机组，主传动直流电动机过去系用水银整流器、同步电机—直流发电机组和旋转储能器（飞轮）供电，现已逐步被晶闸管整流所代替，轧机正常运行时功率因数低达 0.75～0.65，在大的有功冲击同时，也带来大的无功冲击。

综上所述，冲击负荷具有如下特点：

1）功率变化速度快，常在几秒至十几秒钟内负荷急剧上升或下降；

2）具有连续周期性，周期为几秒到几分钟；

3）有功冲击幅值大，可达 100MW 以上。当采用整流装置供电时，无功冲击幅值也很

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

大，也可达 100Mvar 以上。

4）冲击历时长者可达几分钟。

计算冲击负荷对电力系统影响时，应采用地区内各冲击负荷叠加后的负荷曲线。图 14-2（c）为某钢铁厂冲击负荷（有功）综合负荷曲线（按各冲击负荷最严重状态叠合推定），最大值约为 140MW，综合变动周期约为 35s。

二、冲击负荷对电力系统的影响

当电力系统受到冲击负荷扰动时，将由原来（冲击负荷投入前）的平衡状态过渡到新的平衡状态。这一动态过程大致可分为三个阶段：

（1）冲击瞬间由于冲击负荷点母线电压相位突变造成系统中所有机组对冲击点的功角有一个相同的角增量，各机组按其功角特性曲线初始运行点的斜率（整步功率）的大小分担冲击负荷。

（2）当各机组受到负荷的冲击量后，由于此时原动机出力不变，各机组将作减速运动（减速度各不相等），在整步功率作用下各机组趋向一个共同的平均减速度，各自按其转子动能大小供出惯性功率。

（3）当频率降低到越过调速系统失灵区后，机组调速器开始动作，企图把转速恢复到原来的数值。在全体原动机调速器的共同作用下最终达到新的平衡，各机组承担的功率变量与它们各自的调节速度成正比。

由于系统中各机组在各阶段供出的功率不同，因此在由初始状态依次向三个阶段过渡时，各机组送出功率、转速等发生变化，将在整个电力系统中造成频率和功率振荡，并且由于冲击负荷（包括有功和无功冲击负荷）引起的无功变化，使电网电压频繁波动。

冲击负荷对电力系统的危害，除了以上所说的引起频率、功率振荡和电压波动外，由于有些供电设备中采用了晶闸管整流装置，将产生较严重的高次谐波危及电力系统，亦需认真对待。

三、冲击负荷对电力系统影响的计算

冲击负荷对电力系统的干扰一般用电子计算机、动态模拟或现场实测来进行研究。对不太复杂的系统，可用一些简单的公式作概略估算，以对各干扰因素作定性分析。

（一）冲击负荷对电力系统干扰的概略计算公式

1. 频率波动计算

在冲击负荷作用下，电力系统频率从起始值作衰减振荡，最后趋向一稳态值。电力系统最大频降可近似按下式计算

$$\Delta f_{max} = \Delta f_{\infty} + A \tag{14-1}$$

式中，Δf_{∞}为稳态频降，其值为

$$\Delta f_{\infty} = \frac{P_{cj} + \Sigma\left(\frac{\varepsilon}{\delta}P_e\right)}{K_{yl}P_e + \Sigma\left(\frac{P_e}{\delta}\right)} \tag{14-2}$$

A 为频率波动起始幅值，其值为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$A=\sqrt{\frac{1}{\left(\Sigma\frac{P_e}{\delta}\right)^2}+\frac{1}{(\Sigma M_G+\Sigma M_M)\Sigma\left(\frac{P_e}{\delta T_s}\right)}}\times P_{cj} \tag{14-3}$$

式中 P_{cj} ——冲击有功负荷；

P_e——发电机额定功率；

δ——原动机调速器静态调差系数（调速部件灵敏度），等于原动机功率从零改变到额定值时机组转速的变化，通常在2%～8%之间（指火电机组）；

ε——调速器失灵区，通常在0.1%～1%之间；

T_s——调速器伺服机（接力器或油动机）时间常数，一般在0.1～10s之间；

K_{pf}——负荷的频率效应调节系数（频率特性系数），一般为1.5～3；

M_G、M_M——发电机（包括原动机）和感应电动机的惯性质量动能，其值等于其惯性常数和额定功率的乘积。

以上各参数均以标幺值表示，则Δf_{max}的计算结果也为标幺值。由上述计算公式可知，系统中各机组的δ、ε和M_G（M_M）越小，频率波动就越大。

2. 功率振荡计算

第一阶段向第二阶段过渡时发电机功率振荡幅值（标幺值）为

$$\Delta P_{zm}=\left[\frac{P_{zb}}{M_G}-\frac{\Sigma P_{zb}}{\Sigma(M_G+M_M)}\right]\times\frac{M_G}{\Sigma P_{zb}}\times P_{cj} \tag{14-4}$$

式中P_{zb}为整步功率。由式（14-4）可知，当各发电机的P_{zb}与M_G之比为常数时，功率振荡与它们的动能成正比，各机组振荡相同，相互之间没有功率交换，系统稳定度最大。

第二阶段向第三阶段过渡时发电机功率振荡幅值（标幺值）为

$$\Delta P_{zm}=\left[\frac{\Sigma\left(\frac{P_e}{\delta T_s}\right)}{\Sigma(M_G+M_M)}-\frac{\frac{P_e}{\delta T_s}}{M_G}\right]\times\frac{M_G}{\Sigma\left(\frac{P_e}{\delta T_s}\right)}\times P_{cj} \tag{14-5}$$

由式（14-5）可知，当各机组的δ、T_s和机组惯性常数的乘积为常数时，功率振荡为零。

3. 电压波动计算

冲击负荷引起的电压降（p. u.）为

$$\Delta U=\left[\frac{Q_{cj}}{S_d}+\frac{1}{2}\left(\frac{P_{cj}}{S_d}\right)^2\right]+K_{ufh}\Delta f \tag{14-6}$$

或

$$\Delta U=\left[\frac{P_{cj}R+Q_{cj}X}{U_e^2}\right]+K_{ufh}\Delta f \tag{14-7}$$

式中 Q_{cj}——冲击无功负荷（Mvar）；

P_{cj}——冲击有功负荷（MW）；

S_d——冲击负荷点母线短路容量（MVA）；

Δf——冲击负荷引起的电网频率降低（p. u.）；

R、X——系统等值电源至冲击负荷点母线的等值电阻、电抗（Ω）；

U_e——冲击负荷点母线的额定电压（kV）；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

K_{ufh}——负荷电压的频率效应系数，一般为 0.8～2.0p. u.。

由于冲击负荷变化速度一般很快，因此需要有快速投入的动态无功补偿，才能有效地抑制电压波动。

在允许的电压波动下，需要的无功补偿容量为

$$Q_C \geqslant Q_{cj} + \frac{P_{cj}^2}{2S_d} + \frac{K_{\text{Ufh}}\Delta f S_d}{100} - \frac{\Delta U_y S_d}{100} \quad (\text{Mvar}) \tag{14-8}$$

或

$$Q_C \geqslant Q_{cj} + \frac{P_{cj}R}{X} + \frac{K_{\text{Ufh}}\Delta f U_e^2}{100X} - \frac{\Delta U_y U_e^2}{100X} \quad (\text{Mvar}) \tag{14-9}$$

上述二式中 ΔU_y 为冲击负荷点母线允许电压波动（百分数）。

无功补偿投入允许的滞后时延为

$$T \leqslant \frac{\Delta U_y - K_{\text{Ufh}}\Delta f}{v_{pcj}R + v_{Qcj}X} \times \frac{U_e^2}{100} \quad (\text{s}) \tag{14-10}$$

上式中 v_{pcj}、v_{Qcj}分别为冲击有功负荷、冲击无功负荷的变化速率（MW/s、Mvar/s）。

（二）应用电子计算机研究冲击负荷对电力系统的影响

用电子计算机对电力系统受到冲击负荷干扰时由原来的平衡状态到新的平衡状态的过渡过程进行计算，以研究系统频率（含发电机组转速）、功率（发电机组出力和线路潮流等）的变化和电压波动。它和动态稳定计算在方法上是完全一样的，由于冲击负荷的周期长者可达几分钟，所以必须计及发电机组由于调速器的作用而引起的原动机机械转矩（功率）的变化，由于调压器作用而引起的发电机内电动势的变化，并考虑负荷的频率特性等。

在我国冲击负荷计算程序已有多种，有专用程序，也有综合计算程序（可作潮流和稳定计算等），各程序的内容深度不尽相同，目前尚没有统一标准或经过审定的冲击负荷计算程序。

现以上海交通大学编制的冲击负荷计算程序为例作简要介绍。该程序分潮流计算和冲击负荷计算两部分。潮流计算程序对负荷潮流的解算采用牛顿法，并且同冲击负荷计算程序一样，都采用电流形式的非线性网络方程。冲击负荷计算程序对微分方程的解算采用隐式梯形积分法。程序考虑了调速器和调压器的作用以及负荷的电压特性（静态）和频率特性（静态）。在计算中，调速器和调压器可以不投入，负荷特性也可以不考虑，而以恒定阻抗代替，计算步长分 0.02s 和 0.05s 两种，可供选择，计算结果有各发电机组的转速、频降（或增量）、原动机功率、电功率以及各节点电压等。有关调速系统、调压系统框图和负荷的数字模型等介绍如下。

1. 调速系统框图

水轮发电机、汽轮发电机调速系统公用框图如图 14-3 所示。为汽轮机时，取 $T_i = T_W = 0$；为水轮机时，取 $T_V = \frac{T_W}{2}$。

图 14-3 中：

（1）η 为飞摆（离心摆）套筒的相对位移

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

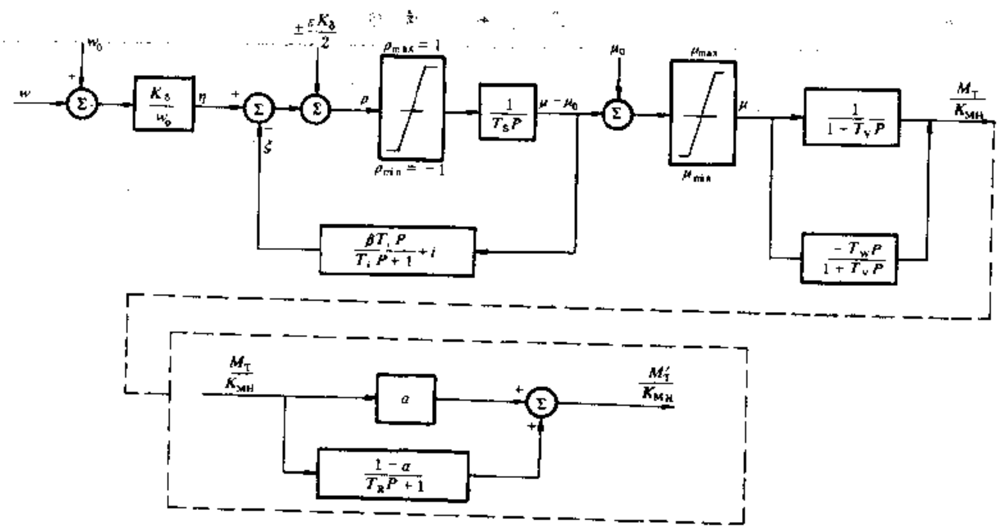


图 14-3 水轮、汽轮发电机组调速系统公用框图
（若为中间再热式汽轮发电机时，还需增加虚线框内的框图）

$$\eta=(\omega_0-\omega)\frac{K_\delta}{\omega_0} \tag{14-11}$$

（2）ρ 为配压阀（错油门）相对行程

$$\rho=(\eta-\xi)\pm\frac{\varepsilon K_\delta}{2} \tag{14-12}$$

当 $\frac{-\varepsilon K_\delta}{2}\leqslant\eta-\xi\leqslant\frac{\varepsilon K_\delta}{2}$，即在失灵区内时，$\rho=0$；

当 $\eta-\xi<\frac{-\varepsilon K_\delta}{2}$，即超过同步速时，$\rho=\eta-\xi+\frac{\varepsilon K_\delta}{2}$；

当 $\eta-\xi>\frac{\varepsilon K_\delta}{2}$，即低于同步速时，$\rho=\eta-\xi-\frac{\varepsilon K_\delta}{2}$。

（3）μ 为接力器（伺服机）活塞的相对行程

$$\mu-\mu_0=\frac{1}{T_sP}\rho \tag{14-13}$$

（4）ξ 为飞摆（离心摆）套筒的反馈量

$$\xi=\left(\frac{\beta T_iP}{T_iP+1}+i\right)(\mu-\mu_0) \tag{14-14}$$

（5）水锤作用

$$\frac{M_T}{K_{MH}}=\left[\frac{1-T_WP}{1+\frac{T_W}{2}P}\right]\mu \tag{14-15}$$

式中：M_T 为原动机机械转矩（原动机功率），P 为算子$\left(\frac{d}{dt}\right)$。

计算时，需要输入的参数有 ε、δ、μ_{max}、μ_{min}、T_s、T_i、T_V、T_W、T_R、β、i、α、K_{MH}等，它们的名称和取值范围见表 14-1。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 14-1　　　　调速系统参数

符号	参数名称	取值范围		备注
		汽轮机调速器	水轮机调速器	
ε	失灵区	0.1%～0.5%	0.1%～0.7%	调速器的不动作转差与额定转速之比
δ	调速部件灵敏度	0.03～0.06	0.05～0.1	调速部件放大倍数 $K_\delta=\frac{1}{\delta}$
μ_{max}	接力器相对行程（导水叶相对开度）上限	一般取 1.1	一般取 1.0	
μ_{min}	接力器相对行程（导水叶相对开度）下限	一般取 0.2	一般取 0	
T_s	接力器或油动机（伺服电动机）时间常数（s）	0.1～0.5	4～7	
T_i	软反馈时间常数（或缓冲时间常数）（s）	无	2.5～10	
T_v	蒸汽容积时间常数（水锤作用时间常数）（s）	0.1～0.4	$=\frac{1}{2}T_W$	
T_W	水流（管道）时间常数（s）	无		
T_R	中间再热系统蒸汽容积时间常数（s）	10	无	
β	软反馈系数	无	0～0.6	
i	硬反馈系数	1	0.6～1.0	
α	中间再热机高压缸功率占总功率比例	0.3～0.33	无	
K_{MH}	功率换算系数	$\frac{P_G}{S_j}$	无	S_j 为基准容量

2. 调压系统框图

晶闸管励磁调压系统与复励调压系统公用的简化框图如图 14-4 所示。

在复励系统中，可略去限制环节（即扩大限制范围），并取 $K_T=0$；若为晶闸管励磁系

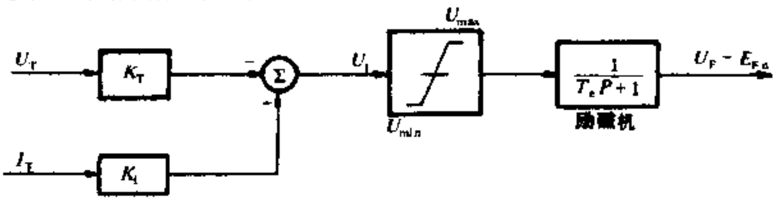


图 14-4　调压系统简化框图

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

统时，取 $K_I=0$。

计算时，输入参数有 K_T、K_I、U_{max}、U_{min}、T_e 等，见表 14-2。

表 14-2 调压系统参数

符号	参数名称	取值范围	备注
K_T	晶闸管调节器电压放大倍数	10～40	在复励系统时，取 $K_T=0$
K_I	复励电流放大倍数		在晶闸管励磁系统时，取 $K_I=0$
U_{max}	调压器输出电压上限（p. u.）	4～6	
U_{min}	调压器输出电压下限（p. u.）	≈0	
T_e	励磁机等值时间常数（s）	直流励磁机为 0.5～1.0 交流励磁机为 $\frac{1}{2}T'_{d0}$（励磁机）	

3. 负荷的数学模型

该模型对负荷采用综合模拟法来进行计算。负荷的有功功率（P_{it}）和无功功率（Q_{it}）表示成

$$P_{it}=-P_{i0}\left(\frac{U_{it}}{U_{i0}}\right)^{K_{PU}}(1+K_{Pf}\Delta f_{it}) \tag{14-16}$$

$$Q_{it}=-Q_{i0}\left(\frac{U_{it}}{U_{i0}}\right)^{K_{QU}}(1+K_{Qf}\Delta f_{it}) \tag{14-17}$$

式中 i 为负荷节点编号，负号表示自电网吸取功率，P_{i0}、Q_{i0}和 U_{i0}是正常运行时（即冲击负荷投入前—0s 时）节点 i 的负荷和电压（幅值），K_{PU}、K_{QU}是负荷的电压特性系数，K_{Pf}、K_{Qf}为负荷的频率特性系数，Δf_{it}是时间 t 时，节点 i 处的频率差，计算式为

$$\Delta f_{it}=\frac{f_{it}-f_0}{f_0}\times 100\% \tag{14-18}$$

式中 f_0——0s 时的频率，即额定频率，为 50Hz。

根据华东电网 1972 年实测结果，其电压、频率特性系数分别为 $K_{PU}=1$，$K_{QU}=2.5$；$K_{Pf}=1.6$，$K_{Qf}=-2$。

4. 阻尼系数（D_d）

在冲击负荷投入的过程中，发电机组处于异步运行状态，此时由滑差引起的异步转矩对计算结果（频降）产生较大影响，不能忽略。该程序在发电机数学模型方程式中，采用了电磁转矩中加入异步转矩分量的方法以解决这一问题，而异步转矩则由阻尼系数（D_d）导出。因此冲击负荷计算中，需要给出各发电机组的阻尼系数（D_d）数值，可参考《应用电子数字计算机研究复杂电力系统过渡过程》（水电部电力科学研究所 1975 年 8 月出版）中的有关论述。

5. 冲击负荷数据

计算时，冲击负荷按折线型曲线，每一转折点有时间（t）、有功（P_{cj}）和无功（Q_{cj}）3

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

个数输入，举例见表 14-3 和图 14-5。

表 14-3　　冲击负荷曲线输入数据举例

t(s)	0	1	2	2.5	2.5	3.4	4.2	5	5	5.3	5.3	7	7
P_{cj}	0	0.396	0.686	0.8	0.8	0.966	1.079	1.166	1.382	1.382	0.952	0.952	0
Q_{cj}	0	0.131	0.225	0.265	0.03	0.095	0.142	0.185	0.08	0.08	−0.12	−0.12	0

注　P_{cj}、Q_{cj}为标么值，S_j=100MVA，U_j=230kV。

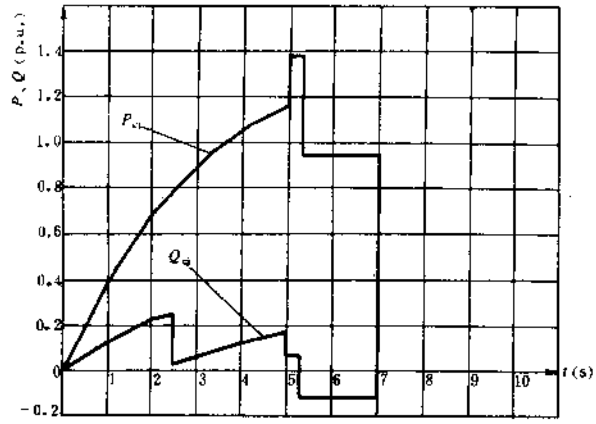


图 14-5　冲击负荷曲线图（举例）

四、抑制冲击负荷对电力系统干扰的技术措施

从前述计算公式分析可知，电力系统承受冲击负荷时，出现频率和功率振荡，其大小与电力系统本身的调节能力（J、$K_{U(f)}$）和原动机调节能力（T_s、δ、ε）有关；而电压波动的大小取决于电力系统容量和动态无功备用量。减少或抑制冲击负荷对电力系统干扰的措施均由此出发。目前我国已经采用和研究的措施有下列几种。

（一）扩大电力系统容量

系统容量增大后，各机组分担冲击负荷的比例下降，机组总的动能增加，负荷的调节作用增大，因而可以减少频率波动。功率波动也同样因系统中机组总的动能增加而减少。

扩大系统容量可以减少电压波动，主要是由于它使冲击负荷点母线的短路容量增大的缘故。

除在电力系统中增加机组外，扩大系统容量还可以用联网的办法来实现。当用联网方案时，要注意联络线的潮流在动态过程中是否超过稳定要求，特别是长距离输电系统中，受端冲击负荷将大大加剧稳定问题。例如送端系统较大时，在第二阶段供出的惯性功率较大，致使联络线潮流加大，恶化了稳定运行条件，尤其当送端以水电为主时，由于水电调速器迟缓和水锤效应所引起的功率反调将使系统稳定更面临困境。

（二）合理分配冲击负荷备用容量

各机组的旋转备用容量应与其合理分担的冲击负荷量大体相等。作粗略考虑时，可按稳态频降最小的原则来分配备用容量，即符合如下关系

$$\frac{\Delta P_{g1}\delta_1}{P_{eg1}}+\varepsilon_1=\frac{\Delta P_{g2}\delta_2}{P_{eg2}}-\varepsilon_2=\cdots=\frac{\Delta P_H}{K_{pf}P_H}=\text{常数} \tag{14-19}$$

按式（14-19）所示的关系，可以用图解法求出备用容量分配方案，如图 14-6 所示。

首先根据各机组的参数分别画出各机组承担冲击负荷的能力与频降的关系，即 $\Delta P_{gi}=$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$\frac{\Delta f-\epsilon}{\delta}P_{cgi}=F(\Delta f)$曲线。同时作出负荷调节能力与频降的关系，即$\Delta P_H=K_{Pf}\Delta f P_H=F(\Delta f)$曲线。将$\Sigma\Delta P_{gi}$与$\Delta P_H$相加即得全系统承担冲击负荷能力与频降的$\Sigma\Delta P_{gi}+\Delta P_H=F(\Delta f)$综合曲线。当冲击负荷已知时，作水平线交于综合曲线的A点，从A点作垂直线与各机组$\Delta P_{gi}=F(\Delta f)$曲线交点的横坐标分别是对应机组的合理备用容量值。在进行上述分配时，应注意各机组调速器及其热力部分（汽机、锅炉）的适应性。

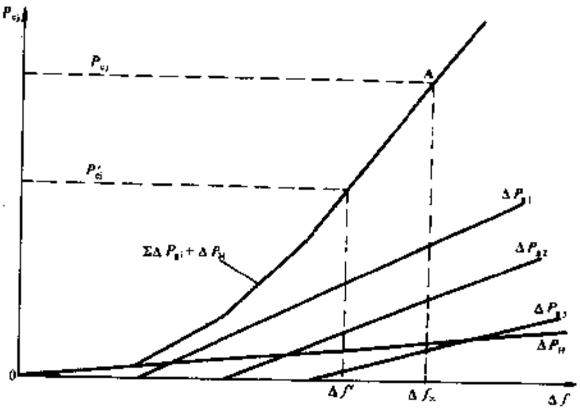


图 14-6　冲击负荷合理分配图解

（三）改进调速系统和采用新型的调节方式

如前所述，改进发电机原动机调速系统参数，使ϵ、δ、T_s减小，则机组对转速反应灵敏，调节幅度大，可以迅速地改变原动机出力，适应冲击负荷变化，使频率、功率波动减少。采用反应灵敏的新型功频电液调节方式，可以大大降低系统频率与功率振荡。

在机组采用功频电液调速装置的基础上，增加功率跟踪装置，实现功率跟踪调节，可进一步减少由冲击负荷引起的系统频率波动。跟踪调节的原理是将冲击负荷信号直接引进调速装置，使原动机在频率发生变化之前，跟随冲击负荷信号，调整出力，从而控制频率的变化。

对与冲击负荷点距离较远的电厂（如远距离水电厂），还可采用模拟功率跟踪调节，即在远方电厂内装设固定的模拟冲击负荷信号，由冲击负荷端启动投入此调节信号以调节机组进行功率跟踪调节。由于模拟信号装在电厂内，远方启动信号仅为开关信号，从而保证有足够的可靠性。

在有水、火电厂的系统中，还可以根据水、火电厂的不同特点，采用水、火电联合跟踪调节的方式，即利用火电带负荷反应较快的特点，通过功率分配器先将冲击负荷全部或大部分由火电承担，然后再逐渐转移到水电厂，从而取得比较理想的减少系统频降的效果。

（四）改善电网结构和改变运行方式

为减轻冲击负荷对某些装置和稳定性差的机组的危害，可以加大它们与冲击点的电气距离。这可以从改善电网结构和改变运行方式来考虑，如对冲击负荷采用专门供电、提高冲击负荷的供电电压等级、采用三绕组补偿变压器（或分裂绕组变压器）等，电网结构不能变动时可采用分裂运行、解环运行等不同运行方式来实现。

（五）采用无功静止补偿器

无功静止补偿器是现代电力系统的一种能进行动态无功补偿的新技术装备。静止补偿器的类型很多，大部分是由固定电容和可调电感两大部分组成，如可控饱和电抗器式、自饱和电抗器式、相控电抗器式、相控高阻抗变压器式等，也有以可调电容器组成的，还有

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

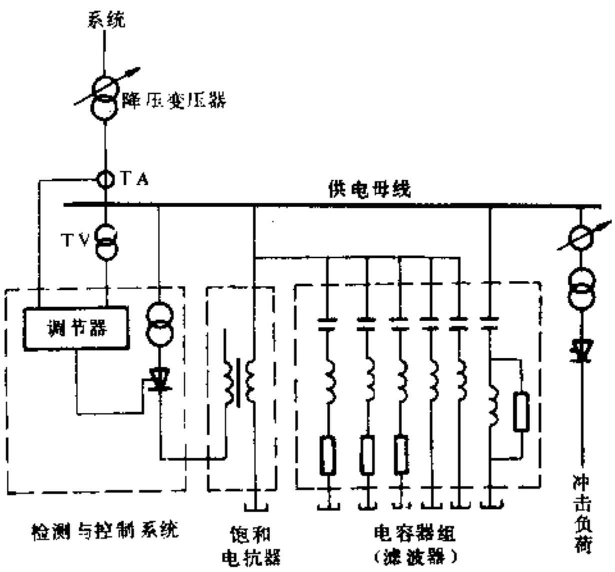


图 14-7 可控饱和电抗器式静止补偿器原理接线示意图

晶闸管无功电源等，它们各有利弊，各自适用范围不同。

目前对于大冲击整流负荷型的冲击负荷，采用可控饱和电抗器式的静止补偿器比较多。它的基本原理接线如图 14-7 所示，由可控饱和电抗器(稳定器)、电容器组加串联电感（组成高次谐波滤波器）和调控器三部分组成。静止补偿器的自动调节方式基本上有两种按保持母线电压恒定的方式和保持进入母线的无功（如图 14-7 中由降压变压器送至供电母线的无功）恒定的方式。工作原理是通过调控器的作用，改变电抗器控制绕组的直流电流用以调节其铁芯的饱和程度，从而改变电抗器吸收的无功，来适应负荷的变化，达到所在母线的电压恒定（或进线无功恒定，从而减小母线电压波动）的目的。固定电容器组是一个恒定无功源，通常分成若干组，每组与一只线性电感（有些组可能还串联或并联有电阻）构成不同次的高次谐波滤波器，消除高次谐波对电力系统的危害。

无功静止补偿器具有平滑、无极和快速调节的优良性能，并具有大部分装置可在室外布置、操作使用方便、运行维护简单的优点，是抑制冲击负荷对电力系统干扰的重要手段之一。对于新增的大型冲击负荷，宜对用户提出安装适当的无功静止补偿器的要求。有关无功静止补偿器的介绍见附录 10-1。

除采用静止补偿器外，采用串联补偿、同步调相机、同步电机等常用措施也可减少由冲击负荷引起的系统电压波动。

第二节 单相工频电气化铁道对电力系统的影响及其计算方法

铁路运输在实现了电力牵引之后，由于电力机车牵引定数比一般内燃机车和蒸汽机车提高了约 40%～50%，时速在 6‰～15‰的坡道上可以提高 50%～100%以上，加之电力机车整备时间、启动时间均短于其他类型机车，因此将大幅度地提高铁路运输能力。同时电力牵引有利于提高能源的利用率，可利用劣质煤，降低燃料消耗及防止环境污染，因而具有较高的经济效益和良好的社会效益，故铁路电气化是铁路运输现代化的主要方向。

然而从电力系统本身安全稳定运行的角度来看，电气化铁道作为单相整流型负荷使电力系统中出现了较大的负序分量和谐波分量，给电力系统的正常运行带来了不利影响。本

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

节将从工程设计实用出发介绍负序、谐波分量的计算方法及其对电力系统的影响、允许标准和补偿措施。

一、单相工频牵引供电系统

（一）简介

我国电气化铁道采用单相工频制。单相工频制与其他的牵引供电系统（例如直流、三相交流、单相低频等）相比较，具有投资少、节约有色金属以及运行维护方便等优点，是世界上公认的最优越的牵引供电方式。

单相工频牵引供电系统简图如图14-8所示。该牵引供电系统主要由牵引变电所、分区亭及牵引电网组成。牵引网额定电压为25kV单相，最高运行电压为27.5kV。牵引变电所高压侧一般受电于110kV电力系统。牵引变电所主变压器低压侧一相接地，另外两相为两侧单相供电臂的电源。为减轻高压侧三相负荷的不平衡度，铁路全线所有牵引变压器低压侧是轮换接地的。牵引供电系统两个牵引变电所之间距离可达60km以上）两所之间的供电臂在中间设立分区亭，正常情况下断开运行，事故情况下合闸后可作为两所的相互备用电源。

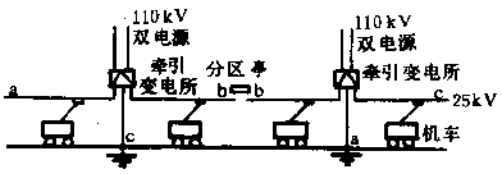


图14-8　电气化铁道牵引供电系统简图

电力机车原理简图如图14-9、图14-10所示。

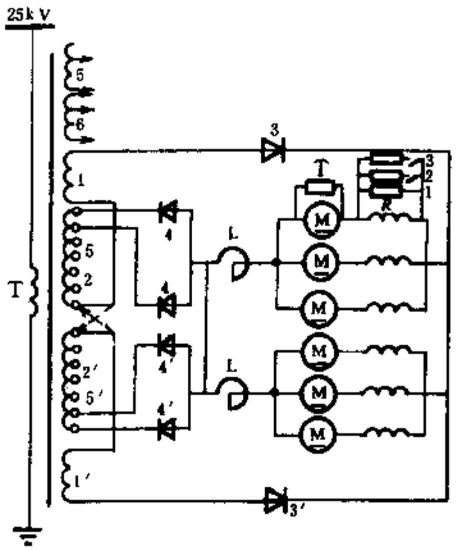


图14-9　韶山-1型电力机车原理简图

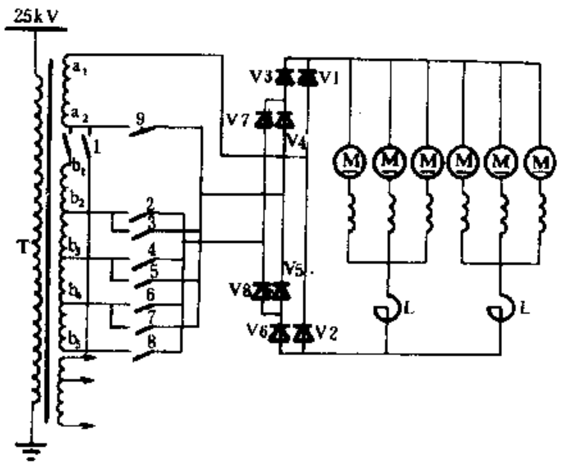


图14-10　韶山-3型电力机车原理简图

图14-9为国产韶山-1型电力机车原理图。图中T为整流变压器，高压绕组接25kV牵引网，另一端经钢轨接地，低压绕组共有6个，固定绕组1、1′和调压绕组2、2′组成带中间分接头的单相全波整流电路，向6台直流串励电动机供电，M为电动机，L为平波电抗器。

图14-10为国产韶山-3型电力机车原理图，与1型相比，机车牵引功率由4200kW/h提

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

高到了 4800kW/h，并采用了单相桥式整流电路，提高了变压器绕组利用率。

由于电力机车采用带有补偿绕组的串励直流电动机做为牵引电机，其速率和电枢电流成反比而转矩和电枢电流成正比，其特性大大有利于机车牵引，使机车能在低速下爬坡，在平地上高速行驶，特别是能够允许牵引变电所母线电压有较大的变化范围而对电动机转矩的影响不大。

（二）负序分量对电力系统的影响及其标准

1. 负序分量对同步发电机的影响

同步发电机向不平衡负荷供电时，定子电流中将产生负序分量，负序旋转磁场在转子绕组、阻尼绕组及转子本体中感应两倍同步频率的电流并产生脉动转矩，引起发电机额外的温升损耗和机械应力。对于隐极机主要影响是附加温升引起的转子过热和发电机出力降低。对于凸极机主要影响则是附加振动引起机械应力的加大。

2. 负序电压对异步电动机的影响

对异步电动机，当其外施电压含有负序分量时，可推得

$$K_i = K_u \frac{I_q}{I_e} = K_u K_q$$

其中

$$K_i = \frac{I_2}{I_1}$$

$$K_u = \frac{u_2}{u_1}$$

式中 K_i——电流不对称系数；

K_u——电压不对称系数；

K_q——启动电流倍数。

一般情况下，$K_q=3\sim8$，当 $K_u=5\%$时，K_i 可达 15%～40%，即对异步电动机，5%的外施不对称电压可以引起数倍的不平衡电流，增加电动机的额外温升，严重时可将电动机烧坏。

此外负序电流还将在电动机气隙中产生一反向旋转磁场，对转子产生制动力矩。设电动机转差率为 S，正序转矩为 M_1，负序转矩为 M_2，则有

$$M_2 = -\frac{S}{2-S}K_u^2M_1 = -\frac{S}{2}K_u^2M_1$$

可见外施电压的不对称系数越大，则制动转矩越大。

3. 其他影响

负序电流可以使变压器某相绕组首先过载，从而降低其容量利用率并造成附加发热。

负序电流可以造成输电线路功率损失增加并降低其传输能力。

负序分量可能使系统中以负序分量启动的继电保护装置及高频保护误动。

4. 负序分量影响的允许标准

（1）对同步发电机影响的标准。

发电机所允许的不对称负荷的数值主要由以下三个条件决定：

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1）转子任何一处的温度不应该超过该级绝缘或材料所允许的数值。

2）振动不应该超过允许值。

3）发电机最大一相负荷电流不应该超过定子绕组的额定电流。

国外有关同步发电机允许承受负序电流的规定见表 14-4，供参考。

表 14-4　　同步发电机承受负序电流允许值

出产国名	机组类型	允许值 I_2/I_e	备　注	出产国名	机组类型	允许值 I_2/I_e	备　注
法　国	80 万 kW 以上	6%～8%		意大利	32 万 kW	6%	
	小机组	8%～12%		瑞　典		8%	
前联邦德国	30～40 万 kVA	6%～8%	无阻尼绕组	捷　克		8%	
	40 万 kVA 以上	4%～6%		前苏联		6%	
	15 万 kVA 以下	20%		美　国		10%～15%	水冷机组

我国有关同步发电机承受不平衡电流允许值的规定如下：

1）在按额定负荷连续运行时，汽轮发电机三相电流之差不超过额定值的 10%，水轮发电机和同步调相机三相电流之差不超过额定值的 20%，同时任何一相的电流不得大于额定值。

2）在低于额定负荷连续运行时，各相电流之差可以大于上面的规定值，但应根据实验确定数值。

对于 10 万 kW 及以下汽轮发电机，当三相负荷不对称时，若每相电流均不超过额定值，且负序分量与额定电流之比不超过 8%，应能连续运行。

（2）对感应电动机影响的标准。

IEC 标准规定：长期运行时，负序电压不超过 1%（以正序电压为基准，下同）；短期运行时（n 秒），负序电压不超过 1.5%，零序电压不超过 1%。

美国标准为“……如果外施电压不平衡，则多相感应电动机额定功率应乘以下列系数，以减少损坏电动机的可能性。并认为电动机在大于 5%的不平衡电压下运行是不可取的。”

不平衡度（%）	0	1	2	3	4	5
系　数	1.0	0.99	0.955	0.89	0.825	0.75

$$不平衡度（\%）=\frac{三相最大电压-三相最小电压}{三相平均电压}$$

英国标准 BS499 规定负序电压、零序电压不超过正序电压的 2%。

中国国家标准 GB12497—90《三相异步电动机经济运行》规定：“……三相电压不平衡度不超过 1.5%。……三相电流不平衡度，空载时不超过 10%，负荷率为 45%以上时不超过 5%”。

（三）牵引供电系统产生的谐波分量及其允许值

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

单相整流式机车是典型的非线性用户，我国用于电力牵引的机车主要有以下三种：

1）单相全波不可控整流机车（韶山1型）；

2）晶闸管桥式整流机车（韶山3型）；

3）多段相控桥式整流机车。

理论上电力机车整流装置只产生奇次的特征谐波，特殊情况下也产生偶次谐波及非特征谐波。电力机车整流负荷波形介于矩形波和三角波之间，谐波幅值为

$$I_n = \frac{1 \sim 3}{n^2} I_1$$

对于不可控整流型（韶山1型）电力机车，则有

$$I_n = \frac{1.5 \sim 2}{n^2} I_1$$

可控整流型机车谐波幅值一般比不可控整流型机车略高。

电力机车谐波含有量大小与牵引负荷大小、机车运行工况、牵引网参数等多种因素有关。但如果仅对负荷大小而言，则不可控整流型机车的谐波含有率基本上是一个定值，而可控整流型机车的却是变化的。

韶山1型电力机车（电流149.38A）实测 n 次谐波幅值所占百分比为：

n	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19
百分比（%）	100	21.25	10.52	6.35	3.39	1.97	1.32	1.05	0.85	0.64

韶山3型机车（电流294A）实测 n 次谐波幅值所占百分比为：

n	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19
百分比（%）	100	18.1	6.85	2.59	1.44	1.1	1.15	0.63	0.87	0.55

原水利电力部颁发的《电力系统谐波管理暂行规定》对接入电力系统的用户非线性设备注入系统的谐波电流及其在用户变电所母线上引起的电压畸变率有明确规定（第2.2～2.3条）。

对电气化铁道牵引变电所的供电电压一般为110kV，按规定牵引供电系统注入电力系统的谐波电流不应大于下值（有效值，A）

n	3	5	7	9	11	13	15	17	19
I	3.9	4.0	2.8	1.1	2.7	3	1.3	1.2	1

牵引系统未接入之前，系统110kV母线原有总的电压正弦波畸变率不超过1.125%，在非线性设备接入以后，110kV母线总的电压正弦波畸变率不超过1.5%。

二、负序分量的计算方法及其对电力系统的影响

进行负序分量对电力系统影响计算的目的主要是从电力系统安全运行的角度出发，验算当铁路行车按照正常或非正常调车图运行时，系统中的有关同步发电机是否能够承受牵引供电系统所注入的负序电流的影响，以及远离发电厂的某些异步电动机负荷是否能够承

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

受由于相同原因引起的负序电压的影响，并据此原则选择负序分量监视点。

据分析，运行中的牵引供电系统注入监视母线负序电流的大小决定于以下几个因素：

1）各牵引供电区间列车运行所取用的负荷电流；

2）牵引变电所接线方式；

3）运行列车的牵引方式；

4）各牵引变电所对监视母线的电流分配系数；

5）各区间列车的分布情况。

上述第1项决定于铁路年运输量、铁路坡度及机车类型等，第2、3项则决定于牵引供电系统及牵引设计。以上各项在电铁牵引设计中均有确定数据，即为已知条件。第4项决定于电力系统网络结构及电力系统运行方式，应根据具体情况进行计算，最后一项决定于铁路正常和事故情况下的行车密度、供电区间数及列车在各区间行驶的带电时分等。以下分几个方面叙述。

（一）牵引变压器接线与负序电流计算

1. 牵引变压器采用单相接线

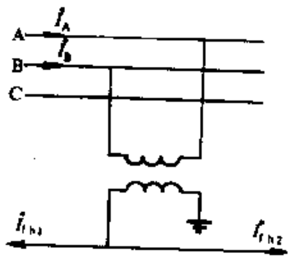


图14-11 牵引变压器采用单相接线示意图

图14-11为牵引变压器采用单相接线的示意图，变压器变比为$\frac{110\text{kV}}{27.5\text{kV}}=4$，供电臂牵引负荷电流为$\dot{I}_{fh1}$、$\dot{I}_{fh2}$，$\dot{I}$为低压侧电流，则有

$$\dot{I}_A=\frac{1}{4}(\dot{I}_{fh1}+\dot{I}_{fh2})=\frac{1}{4}\dot{I}$$

$$\dot{I}_B=-\frac{1}{4}(\dot{I}_{fh1}+\dot{I}_{fh2})=-\frac{1}{4}\dot{I}$$

按对称分量法可求得A相正、负序电流为

$$\dot{I}_{A1}=\frac{1}{\sqrt{3}}\dot{I}\angle-30^\circ=0.144\dot{I}\angle-30^\circ$$

$$\dot{I}_{A2}=\frac{1}{\sqrt{3}}\dot{I}\angle30^\circ=0.144\dot{I}\angle30^\circ$$

可得电流不对称系数为

$$K_i=\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1}\times100\%=1$$

负序功率为

$$S_2=\frac{U_{AB}}{4}\times(\dot{I}_{fh1}+\dot{I}_{fh2})=27.5\dot{I}$$

由以上可知，当牵引变压器为单相接线时，牵引负荷在110kV系统中引起的负序电流大小与正序电流相等，并且都等于牵引负荷电流的0.144倍，电流不对称系数为1，负序功率就等于牵引负荷功率。

2. 牵引变压器采用V，V接线

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

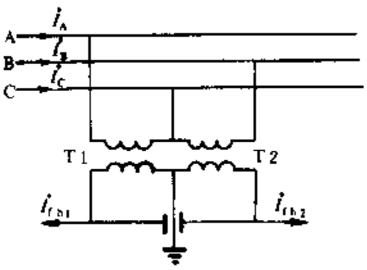


图 14-12 牵引变压器采用 V，V 接线示意图

牵引变压器采用 V，V 接线的示意图如图 14-12 所示。电流符号假定同前，并设两侧负荷电流相等，即

$$\dot{I}_{fh1}=\dot{I}_{fh2}=\dot{I}$$

$$\dot{I}_A=\frac{1}{4}\dot{I}_{fh1}=\frac{1}{4}\dot{I}$$

$$\dot{I}_B=\frac{1}{4}\dot{I}_{fh2}\angle-60^\circ=\frac{1}{4}\dot{I}\angle-60^\circ$$

$$\dot{I}_C=-(\dot{I}_A+\dot{I}_B)=\frac{\sqrt{3}}{4}\dot{I}\angle150^\circ$$

利用对称分量法求 A 相正、负序电流为

$$\dot{I}_{A1}=\frac{1}{3}\left(\frac{1}{4}\dot{I}+\frac{1}{4}\dot{I}\angle60^\circ+\frac{1}{4}\frac{\sqrt{3}}{4}\dot{I}\angle30^\circ\right)=0.288\dot{I}\angle30^\circ$$

$$\dot{I}_{A2}=\frac{1}{3}\left(\frac{1}{4}\dot{I}-\frac{1}{4}\dot{I}-\frac{\sqrt{3}}{4}\dot{I}\angle-90^\circ\right)=0.144\dot{I}\angle-90^\circ$$

$$K_i=0.5$$

$$S_2=0.5\times27.5(\dot{I}_{fh1}+\dot{I}_{fh2})=27.5\dot{I}$$

因此对于 V，V 接线变压器，当两供电臂牵引负荷相等时，牵引负荷在电力系统中引起的负序电流为正序电流的一半，负序功率等于负荷功率的一半。

当两臂负荷电流不相等时，电流不对称系数为

$$K_i=\frac{\sqrt{\dot{I}_{fh1}^2+\dot{I}_{fh2}^2-\dot{I}_{fh1}\dot{I}_{fh2}}}{\dot{I}_{fh1}+\dot{I}_{fh2}}$$

3. 牵引变压器采用 Y，d 接线

该接线示意图如图 14-13 所示。设两供电臂负荷电流相等，即

$$\dot{I}_{fh1}=\dot{I}_{fh2}=\dot{I}$$

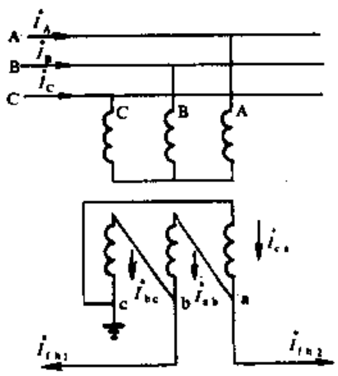


图 14-13 牵引变压器采用三相 Y，d 接线示意图

根据变压器一、二次侧电流、电压的关系有

$$\dot{I}_{ab}=\frac{1}{3}\dot{I}_{fh1}+\frac{1}{3}\dot{I}_{fh2}=\frac{1}{3}(\dot{I}_{fh1}+a^2\dot{I}_{fh2})=\frac{1}{3}\dot{I}(1+a^2)$$

$$\dot{I}_{bc}=\frac{1}{3}\dot{I}_{fh1}+\frac{2}{3}\dot{I}_{fh2}=\frac{1}{3}(a^2\dot{I}_{fh2}-2\dot{I}_{fh1})=\frac{1}{3}\dot{I}(a^2-2)$$

$$\dot{I}_{ca}=\frac{1}{3}\dot{I}_{fh1}+\frac{2}{3}\dot{I}_{fh2}=\frac{1}{3}(\dot{I}_{fh1}-2a^2\dot{I}_{fh2})=\frac{1}{3}\dot{I}(1-2a^2)$$

$$\dot{I}_A=\frac{\sqrt{3}}{4}\dot{I}_{ca}=0.144\dot{I}(1-2a^2)$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$\dot{I}_B = \frac{\sqrt{3}}{4}\dot{I}_{ab} = 0.144\dot{I}(1 + a^2)$$

$$\dot{I}_C = \frac{\sqrt{3}}{4}\dot{I}_{bc} = 0.144\dot{I}(a^2 - 2)$$

利用对称分量法求 A 相正、负序电流为

$$\dot{I}_{A1} = 0.288\dot{I}\angle 60°$$

$$\dot{I}_{A2} = 0.144\dot{I}$$

$$K_i = 0.5$$

$$S_2 = \sqrt{3}U\dot{I}_2 = 27.5\dot{I}$$

4. 牵引变压器采用 Scott 接线

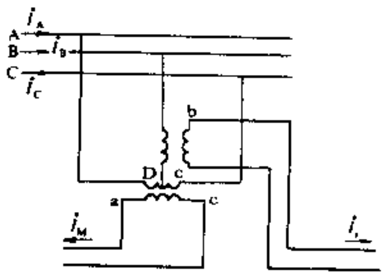


图 14-14 牵引变压器采用 Scott 接线示意图

这种接线的特点为变压器具有三相—两相转换功能。接线示意图如图 14-14 所示。

一次侧 A、B、C 三相接入电力系统，带中点分接头的二次侧一般称为 M 位，不带中点分接头的二次侧称做 T 位，其匝数关系为 $W_{AD}=W_{DC}$，$W_{BD}=\frac{\sqrt{3}}{2}W_{AC}$，二次侧两绕组匝数相等，组成 T、M 两相系统。一、二次侧电流关系为

$$\dot{I}_A = \frac{2}{\sqrt{3}}I_T$$

$$\dot{I}_B = \sqrt{I_M^2 + \left(\frac{1}{\sqrt{3}}I_T\right)^2}$$

$$\dot{I}_C = \sqrt{I_M^2 + \left(\frac{1}{\sqrt{3}}I_T\right)^2}$$

当二次侧两相负荷电流相等，即 $\dot{I}_T = \dot{I}_M$ 时

$$\dot{I}_A = \dot{I}_B = \dot{I}_C$$

就是说 T、M 两相系统在一次侧产生的三相电流是完全对称的，无负序电流。

若以 $\dot{I}_M$为参考相量，有

A 相正序电流 $$\dot{I}_{A1} = j\frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{I}_T + \dot{I}_M)$$

A 相负序电流 $$\dot{I}_{A2} = j\frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{I}_T + \dot{I}_M)$$

$$K_i = \frac{|I_T - I_M|}{|I_T + I_M|} \times 100\%$$

故当 $\dot{I}_T = \dot{I}_M$时，$K_i=0$。

T 接绕组变比为

$$K_T = \frac{W_{BD}}{W_{bc}}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（二）已知三相不平衡电流确定负序分量的实用计算法

当已知同一时刻系统三相电流的大小时，如果此时系统中没有零序分量，则可以按严格的计算方法求算这一时刻测量点的负序分量、正序分量及其相应夹角。

如已测量出某支路同一时刻三相电流为 I_A、I_B 及 I_C，且 $I_A>I_B$、$I_A>I_C$，由于没有零序分量，故三相电流相量组成一封闭三角形电流相量系统。设

$$\frac{I_B}{I_A}=x$$

$$\frac{I_C}{I_A}=y$$

可据下列关系求出中间变量 r、t 及 s

$$r=\frac{1}{2}+\frac{1}{2\sqrt{3}}\sqrt{(1+x+y)(1+x-y)(1-x+y)(-1+x+y)}$$

$$t=\frac{1}{2}-\frac{1}{2\sqrt{3}}\sqrt{(1+x+y)(1+x-y)(1-x+y)(-1+x+y)}$$

$$s=\frac{1}{2\sqrt{3}}(y^2-x^2)$$

则正、负序电流大小可以用下式表示

$$I_1=\sqrt{r^2+s^2}I_A$$

$$I_2=\sqrt{t^2+s^2}I_A$$

正序电流 I_1、负序电流 I_2 对 A 相电流的夹角 θ_1 及 θ_2 可用下式求出

$$\mathrm{tg}\theta_1=\frac{s}{r}\quad \theta_1=\mathrm{arctg}\,\frac{s}{r}$$

$$\mathrm{tg}\theta_2=-\frac{s}{t}\quad \theta_2=\mathrm{arctg}-\frac{s}{t}$$

图 14-15 为根据上述原理绘制的曲线，根据已知的纵、横坐标$\frac{I_C}{I_A}$、$\frac{I_B}{I_A}$值，立即可在图中查出$\frac{I_2}{I_A}$的值及其夹角，较为方便。图 14-16 为图 14-15 的局部放大图。

使用图 14-15 及图 14-16 时需注意：①当实际电流 I_A 最大时，可直接套用本图；②当实际电流 I_B 最大时，则实际电流 I_B 相当于图上 I_A，实际电流 I_C 相当于图上 I_B，实际电流 I_A 相当于图上 I_C，实际电流的 θ_{21}（I_{A2}与 I_{A1}之夹角）相当于图上的 $\theta_{21}+120°$；③当实际电流 I_C 最大时，实际电流 I_C 相当于图上 I_A，实际电流 I_A 相当于图上 I_B，实际电流 I_B 相当于图上 I_C，实际电流的 θ_{21}相当于图上的 $\theta_{21}-120°$。

（三）电力系统负序电流分配系数的计算

牵引变电所母线对监视点的电流分配系数表示单位负序电流源注入监视点母线负序电流的大小，它决定于牵引变电所母线至监视点母线的系统转移阻抗，因而与系统网络结构、系统运行方式等有关。此外电力系统中发变电设备及负荷的负序等值阻抗参数对分配系数也有较大影响，应予以充分注意。

1. 基础资料收集

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

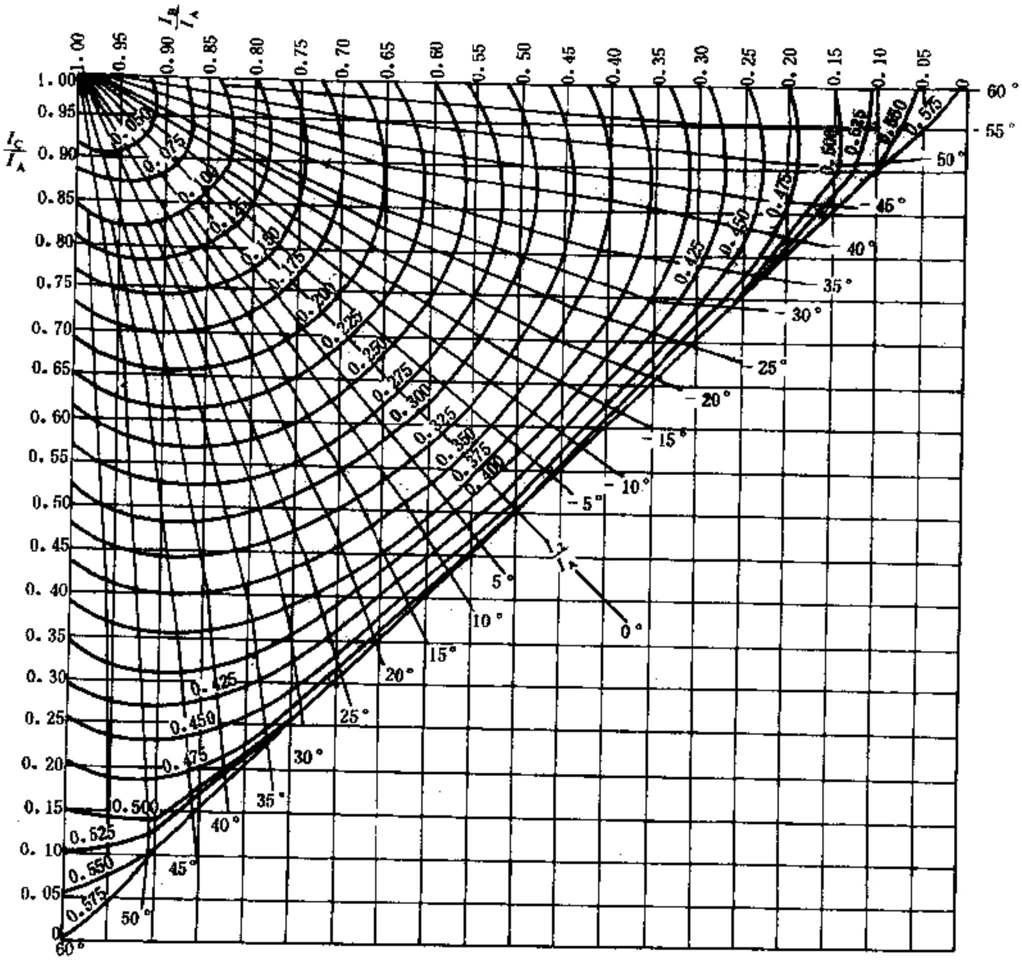


图 14-15 负序电流及相角计算曲线

进行负序电流分配系数的计算，应收集下列资料：

(1) 全系统计算年份110kV以上系统单线接线图，同年份110kV以上变电所负荷资料，对于距牵引供电系统电气距离较大的网络部分可以等值网络给出。

(2) 系统中各发电机、变压器、线路、电抗器、电容器的正、负序参数规范。

(3) 有条件时应收集离监视点电气距离较近的实测负序等值阻抗。

(4) 系统计算年份正常或检修运行方式，包括开机和网络运行方式，主要发电、送电、变电设备的投运、停运方式。

2. 系统等值负序阻抗图的绘制

计算中，对于已有电力系统，各元件负序阻抗值应尽可能采用实测值，无实测值或规划系统的元件可采用下列数据：

输电线路负序阻抗 $Z_{l2}=Z_{l1}$

变压器负序阻抗 $Z_{T2}=Z_{T1}$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

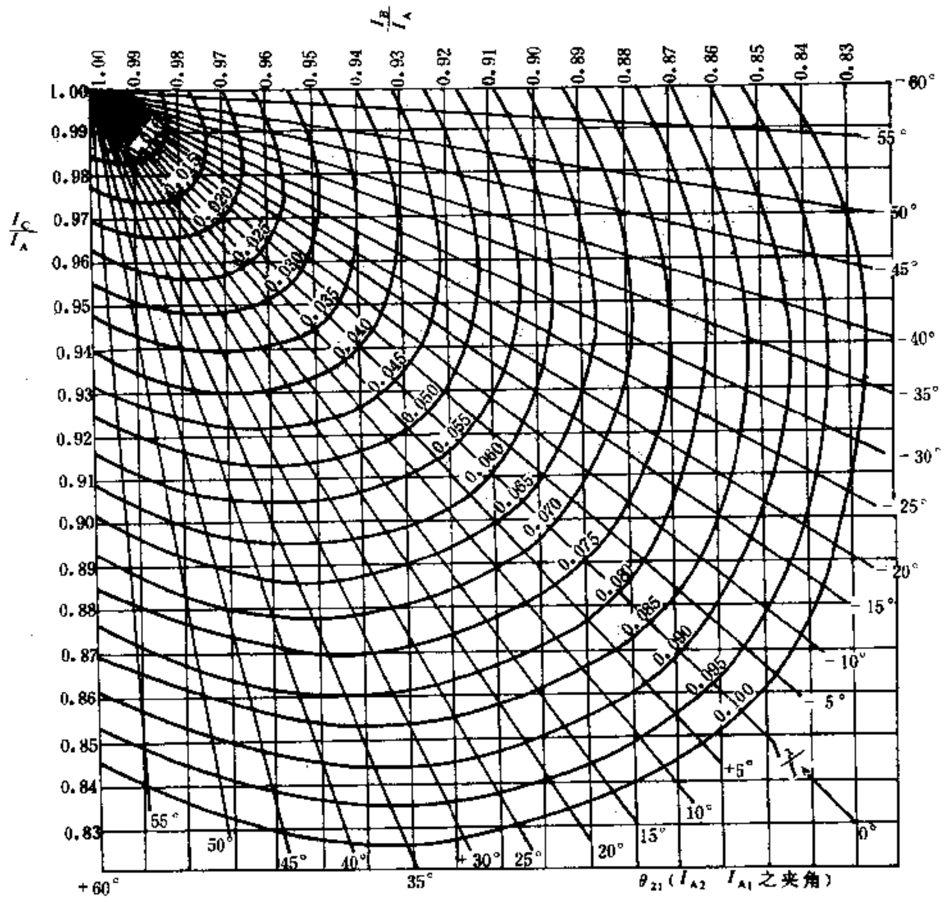


图 14-16 负序电流及相角计算曲线局部放大图

感应电动机负序阻抗 $Z_{M2}=Z_{M1}\times 0.2$

综合负荷负序阻抗 $Z_{fh2}=Z_{fh1}$

汽轮发电机负序阻抗 $X_{G2}=0.15$

水轮发电机负序阻抗 $X_{G2}=0.25$（有阻尼绕组）

$X_{G2}=0.45$（无阻尼绕组）

同步调相机或电动机负序阻抗 $Z_{M2}=0.24$

综合负荷的等值负序阻抗与负荷性质、电网结构有很大关系，例如陕西宝鸡地区负荷等值负序阻抗实测值为 $0.226Z_{fh1}$，对计算有较大影响。

编制网络图时所有阻抗可折算至同一级电压的欧姆值或标么值。

3. 监视点负序电流分配系数的计算

1）选择电力系统各种典型运行方式；

2）选择电力系统负序分量监视母线；

3）计算各牵引变电所110 kV母线对各监视母线的负序电流分配系数。

（四）负序电流源的计算分析

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

在铁道设计部门提出铁路牵引设计后，牵引变电所接线型式、列车牵引方式以及按正常调车图运行时各区间列车所取用的负荷电流值均已确定，于是对某一确定的电力系统运行方式运行列车在A、B、C三相供电臂上的分布情况就成为影响负序分量大小的主要因素。

为了减少单相工频电铁牵引负荷所产生的负序电流值，铁道设计部门对各牵引变电所供电臂的相序已经做了合理安排，故正常运行时牵引供电系统所产生的负序电流的数值是不大的。我们所感兴趣的是由于某些偶然的原因破坏了调车图所规定的正常运行方式，使运行列车在三相供电臂上分布的不均匀程度加大，这种情况的出现有一定概率，且产生的负序分量对电力系统运行有一定的影响。显然这种情况的出现是一随机过程，列车在同相供电臂上的分布应服从于某一数学分布。人们在长期的实践中证明，在研究了自然界中大量的、普遍存在的同类型的随机现象以后，通常总会揭露出一种完全确定的规律性。概率论与数理统计方法正是处理大量随机事件的有效数学方法。

1. 基础资料的收集

负序电流源计算所需资料主要取自铁路设计部门提出的牵引设计成果，主要包括：

1）计算年份铁路行车（对）数 N；

2）各供电臂的区间数（单线——指一对车）或追踪间隔数（复线——指一列车）n；

3）区间列车带电的平均电流 I_{gP} 及列车有效电流 I_{gx}；

4）供电臂平均电流 I_P 和有效电流 I_x；

5）同相供电臂区间列车平均带电概率；

6）各牵引变电所低压接入牵引网相序排列。

2. 同相供电臂95%积分概率最大列车对数的计算

运行中的列车在电力系统中产生的负序电流总是在列车带电情况下发生的，不带电滑行的列车从产生负序电流的角度来看可以认为是无车情况。列车带电与否为一互不相容事件，因此可以假定运行列车在同相供电臂上的分布服从于二项式分布，如果每个列车在相同工况下取用的牵引电流是相等的，则该同相供电臂运行 n 个（对）列车或有 n 个（对）列车带电的概率与 n 个（对）列车引起的负序电流出现的概率是相等的。

为此可以求出在 N 个区间里运行 n 个（对）列车的概率，并求出 n 对 $p^{(n)}$ 的概率积分曲线，由曲线可求得某同相供电臂任意概率下最多出现的列车对数。

下面分两种情况说明。

（1）单线区段。

设同相供电臂有 Σni 个区间，平均带电概率为 p_{cp}，设 m 为可能出现的列车数，在铁路信号采用半自动闭锁的情况下有 $m\leqslant\Sigma ni$，则同相供电臂中出现列车的概率为

有 m 个车： $p_{\Sigma ni}^{(m)}=p_{cp}^{m}$

有 $m-1$ 个车： $p_{\Sigma ni}^{(m-1)}=C_{\Sigma ni}^{m-1}p_{cp}^{m-1}q_{cp}$

⋮

有1个车： $p_{\Sigma ni}^{(1)}=C_{\Sigma ni}^{1}p_{cp}q_{cp}^{m-1}$

无车： $p_{\Sigma ni}^{(0)}=q_{cp}^{m}$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

运行列车不大于 m 的概率积分式为

$$\Sigma p_{\Sigma ni}^{(m)} = p_{\Sigma ni}^{(m)} + p_{\Sigma ni}^{(m-1)} + \cdots + p_{\Sigma ni}^{(0)}$$

图 14-17 为 $\Sigma ni=10$，$p_{cp}=0.386$ 的概率积分曲线，表 14-5 为相应的计算表。由曲线可求得该同相供电臂可能出现的 95%积分概率最大列车数为 $N_{max}=6.5$ 个车。

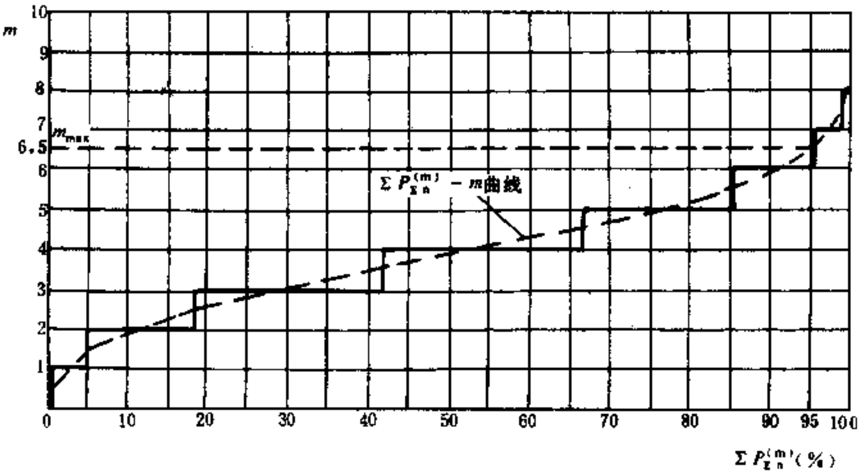


图 14-17　同相各供电臂列车数目的概率积分曲线图

表 14-5　　　　图 14-17 曲线的计算表

列车数 m	Σn 个区间同时有 m 个车的概率	累积概率积分值（%）
10	$p_{10}^{(10)}=p_{cp}^{10}=0.00734\times10^{-2}$	100
9	$p_{10}^{(9)}=c_{10}^{9}p_{cp}^{9}q_{cp}^{1}=0.11680\times10^{-2}$	99.99257
8	$p_{10}^{(8)}=c_{10}^{8}p_{cp}^{8}q_{cp}^{2}=0.83608\times10^{-2}$	99.87577
7	$p_{10}^{(7)}=c_{10}^{7}p_{cp}^{7}q_{cp}^{3}=3.54648\times10^{-2}$	99.03969
6	$p_{10}^{(6)}=c_{10}^{6}p_{cp}^{6}q_{cp}^{4}=9.87226\times10^{-2}$	95.49321
5	$p_{10}^{(5)}=c_{10}^{5}p_{cp}^{5}q_{cp}^{5}=18.8442\times10^{-2}$	85.62095
4	$p_{10}^{(4)}=c_{10}^{4}p_{cp}^{4}q_{cp}^{6}=24.9792\times10^{-2}$	66.77675
3	$p_{10}^{(3)}=c_{10}^{3}p_{cp}^{3}q_{cp}^{7}=22.7050\times10^{-2}$	41.69755
2	$p_{10}^{(2)}=c_{10}^{2}p_{cp}^{2}q_{cp}^{8}=13.5436\times10^{-2}$	19.09255
1	$p_{10}^{(1)}=c_{10}^{1}p_{cp}^{1}q_{cp}^{9}=4.78743\times10^{-2}$	5.54895
0	$p_{10}^{(0)}=q_{cp}^{10}=0.76152\times10^{-2}$	0.76152

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

(2) 复线区段。

复线区段，n 取追踪间隔数，因为上、下行方向均可能有车运行，故 $n=n$（上）$+n$（下）。其他计算同单线情况。

(3) 有关计算公式。

1) 同相供电臂列车在区间平均带电时间为

$$tgcp=\frac{\Sigma(\Sigma tgi)}{\Sigma n}\quad(\text{min})$$

以上时间单线指一对车，复线指一列车。式中 tg$i$、Σtg$i$、Σ（Σtg$i$）分别为列车在区间、本供电臂及同相供电臂中的带电行走时间。

2) 平均带电概率为

$$p_{cp}=\frac{Ntgcp}{T}$$

式中 N 及 T 分别为每昼夜行车对数和行车时间（min）。

3) 供电臂区间列车平均有效电流为

$$I_{gpi}=\frac{\Sigma(I_{gxi}tgi)}{\Sigma tgi}$$

4) 分配至监视支路的同相供电臂负序电流为

$$I_{bk2}=\frac{\Sigma(I_{gpi}C_iK_1\Sigma tgi)}{\Sigma(\Sigma tgi)}$$

式中 I_{gpi}——列车在某区间取用的平均电流（有效值）；

I_{bk2}——分配至监视支路的同相供电臂负序电流值；

C_i——某牵引变压器至监视支路分配系数；

K_1——牵引变压器电流折算系数。

3. 同相供电臂 95%积分概率负序电流计算

以上求得了某同相供电臂有一个（对）列车时注入监视支路的负序电流值，各同相供电臂 95%积分概率最大列车对数，于是 A、B、C3 个同相供电臂 95%积分概率注入监视支路的最大负序电流分别为

$$I_{\Sigma A2}=I_{AbK2}N_{A\cdot max}$$

$$I_{\Sigma B2}=I_{BbK2}N_{B\cdot max}$$

$$I_{\Sigma C2}=I_{CbK2}N_{C\cdot max}$$

式中：I_{AbK2}、I_{BbK2}、I_{CbK2}为各同相供电臂有一个（对）列车时注入监视支路的负序电流值，即 I_{bK2}。$N_{A\cdot max}$、$N_{B\cdot max}$、$N_{C\cdot max}$为各同相供电臂 95%积分概率最大列车对数。

（五）系统监视支路负序分量计算

3 个同相供电臂 95%积分概率注入监视支路的最大负序电流为 $\dot{I}_{\Sigma A2}$、$\dot{I}_{\Sigma B2}$、$\dot{I}_{\Sigma C2}$，其相量之间相差 120°，成逆相序排列，相量和为注入监视支路的综合负序电流 $\dot{I}_{\Sigma 2}$。

由此可见，当 3 个同相供电臂运行列车密度相同时产生的综合负序电流 $\dot{I}_{\Sigma 2}$值是不大的，其大小与列车在三相供电臂上分布的不均衡程度有直接关系，因此，如何选择 3 个同

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

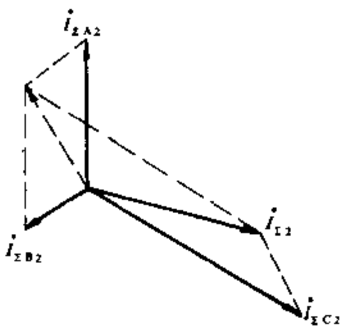


图 14-18 综合负序电流 $\dot{I}_{\Sigma 2}$

相供电臂上列车的分布情况作为计算运行方式将是很关键的一步。以下几种方式可供参考。

1. 铁路电气化区段较短情况的计算

这种情况下同相供电臂所包括的区间数较少，根据 $N_{A\cdot max}$、$N_{B\cdot max}$及 $N_{C\cdot max}$的大小取最小一相例如 $N_{B\cdot max}$，假定其等于零，最大一相为 $N_{A\cdot max}$，即 A 相供电臂为列车运行最密集的同相供电臂，取 C 相供电臂为列车运行较稀疏的同相供电臂，并求出其积分概率为 5%时的负序电流值

$$\dot{I}_{\Sigma C2} = \dot{I}_{CBK2}N_{C\cdot min}$$

式中 $N_{C\cdot min}$为 C 相供电臂 5%积分概率时的最小列车对数。$\dot{I}_{\Sigma A2}$及 $\dot{I}_{\Sigma C2}$的相量和即为综合负序电流 $\dot{I}_{\Sigma 2}$。

铁路设计部门推荐的合成方法是各同相供电臂列车考虑为计算年度的正常运行状态，而对电力系统监视支路注入负序电流较大的一相供电臂按 95%概率列车对数计算，显然这种合成方法所得的 $\dot{I}_{\Sigma 2}$值比前面计算方法所得值小，偏乐观。

2. 铁路电气化区段较长情况的计算

这种情况下同相供电臂所包括的区间数较多，某一同相供电臂上运行列车为零的情况出现的概率是极小的，因此可由以下两种运行方式合成综合负序电流。

(1) 在三相供电臂中，根据所计算出的 $N_{A\cdot max}$、$N_{B\cdot max}$、$N_{C\cdot max}$的大小，取一相供电臂例如 A 相为列车运行最密集的同相供电臂，运行列车对数取 $N_{A\cdot max}$，另一相 B 相为列车运行最稀疏的同相供电臂，运行列车对数取积分概率为 5%时的列车对数 $N_{B\cdot min}$，第三个同相供电臂 C 相则运行列车对数取出现概率最大的列车（对）数 $N_{C\cdot max}$。

(2) 与上述方法基本相同，仅将第二、第三个同相供电臂运行列车对数均取为出现概率最大的列车对数 $N_{B\cdot max}$、$N_{C\cdot max}$。

3. 负序电压分量计算

已知监视支路注入的负序电流值，由欧姆定律得

$$U_{\Sigma 2} = I_{\Sigma 2}X_{\Sigma 2}$$

式中 $U_{\Sigma 2}$——监视母线负序电压；

$I_{\Sigma 2}$——注入监视母线的负序电流；

$X_{\Sigma 2}$——监视母线至负序电流源的负序转移阻抗。

（六）减少负序分量影响的措施

1. 牵引供电系统设计方面

为了尽量减少牵引负荷的不对称性对电源的影响，在设计中使牵引变压器低压侧合理轮换接地后就可以达到目的。对单侧供电的牵引网，应使相邻牵引变电所所产生的负序电流的合成相量相差 120°，这样每 3 个牵引变电所所产生的负序电流相量和最小，因而在电源处看负荷是基本对称的。如果牵引变压器由两端供电，则应该由某一供电区段向两侧电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

源看是对称的，才能达到相同的目的，使注入两侧电源的负序电流值最小。

牵引变压器不同接线方式在不同供电方式时合理轮换接地接线方式如图 14-19 及图 14-20 所示。

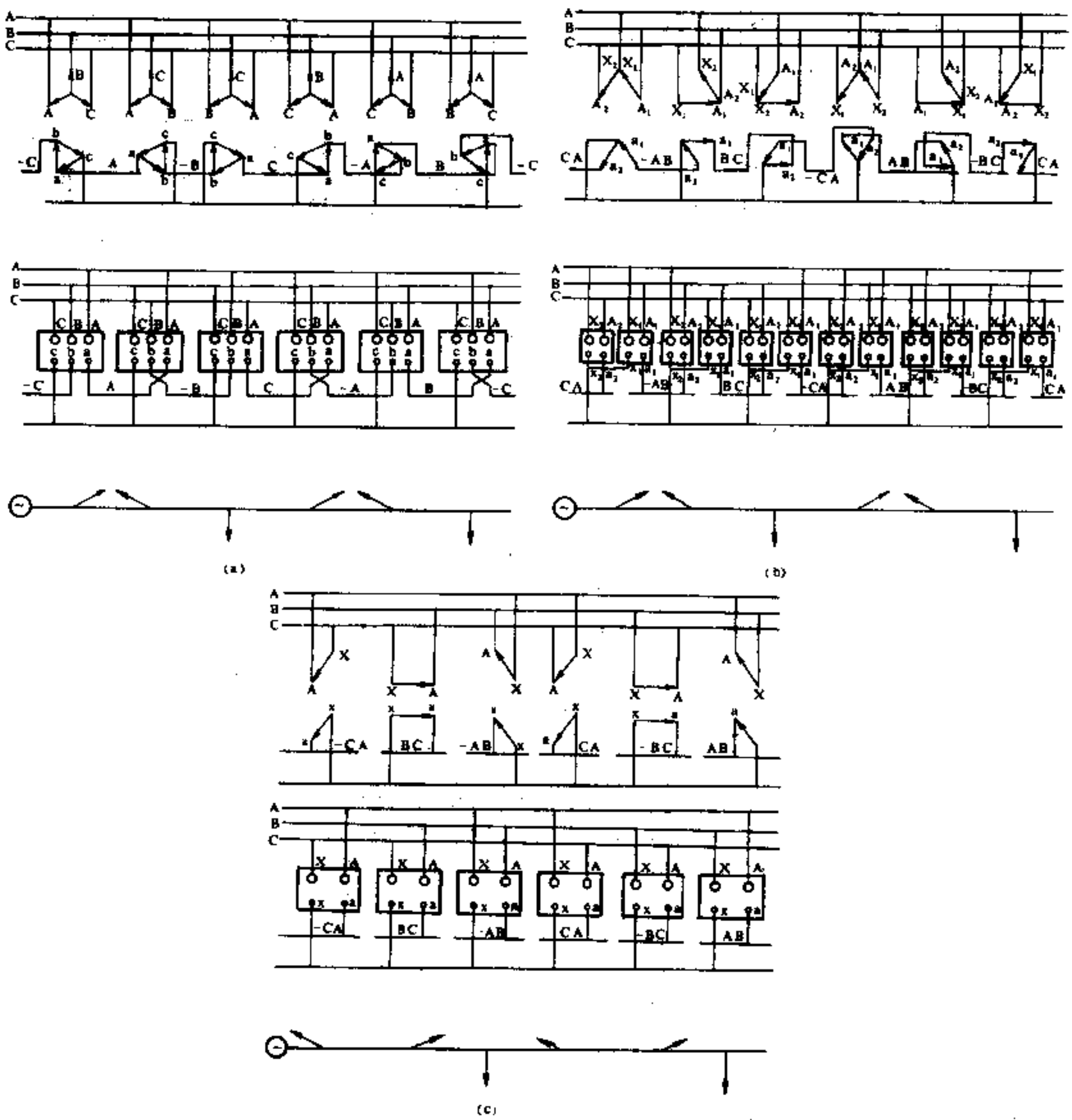


图 14-19 单侧供电方式时牵引变压器不同接线、相量图及负序电流分布相量图

(a) 三相 Y，d 接线；(b) 单相，V，V 接线；(c) 单相接线

2. 电力系统方面

(1) 负序电流的补偿。

必要时可以采用以下措施补偿负序电流：

1) 在发电厂或变电所安装特殊订货的同步调相机，因其负序阻抗比一般调相机小，允许承担负序电流的能力较大，也可以吸收部分谐波电流，防震性能较好，故是一种较为成

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

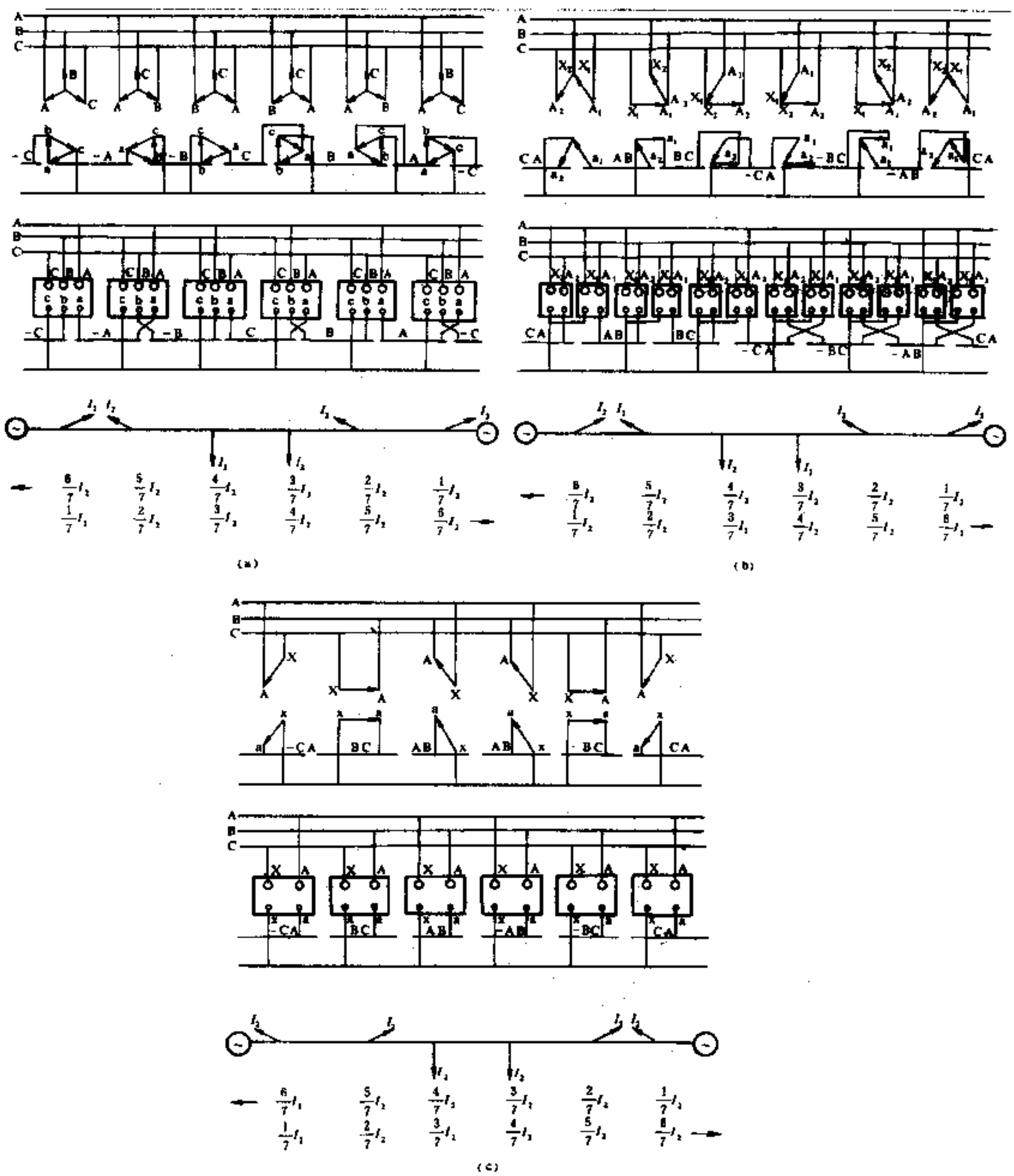


图 14-20 双侧供电方式时牵引变压器不同接线、相量图及负序电流分布相量图

(a) 三相 Y，d 接线；(b) 单相 V，V 接线；(c) 单相接线

熟的补偿措施。

2）在牵引变电所安装相控型静止补偿器，对三相不对称负荷进行补偿，也是有效措施之一。

（2）改变电力系统网络运行方式。

在某种临时过渡情况下，如果流入监视支路的负序电流已经超标，那么可以在保证电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

力系统安全稳定运行的前提下，利用电力系统运行中所能允许的某些元件如线路、变压器、电抗器的投入或退出来改变系统中负序电流的分配，以达到减少流入监视支路负序电流的目的。

(3) 在某些非常情况下，当电力系统内已无法减少危害系统安全运行的负序电流时，应考虑限制电气化铁道的运行方式。

三、谐波分量影响的计算方法

电气化铁道所采用的整流式电力机车是典型的非线性负荷，列车运行时牵引供电系统将向电力系统注入高次谐波分量。由于单相工频牵引系统的特殊性，所产生的谐波分量有以下特点：

(1) 由于列车在 3 个同相供电臂上分布的不均匀性，注入电力系统的谐波分量为三相不平衡谐波。

(2) 由于只需要研究整流设备注入交流系统的谐波分量，并假定整流器及其工作状况是理想的，因此只需研究奇次的全部特征谐波分量。

电力牵引负荷是单相的非正弦负荷，三相不平衡谐波分量与其序分量之间的关系为

$$\begin{bmatrix} i_{an} \\ i_{bn} \\ i_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{1n} \\ i_{2n} \\ i_{0n} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_{1n} \\ i_{2n} \\ i_{0n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{an} \\ i_{bn} \\ i_{cn} \end{bmatrix}$$

式中 i_{an}、i_{bn}、i_{cn}——A、B、C 三相 n 次谐波分量；

i_{1n}、i_{2n}、i_{0n}——相应的正、负、零序分量。

由谐波分析理论可知，对于 $n=3k+1$ 次谐波（k 为整数，下同），其相序为 A—B—C，系正序性谐波分量；对于 $n=3k-1$ 次谐波，其相序为 A—C—B，系负序性谐波分量；对于 $n=3k$ 次谐波，A、B、C 三相同相位，为零序性谐波分量。

对于电气化铁道供电系统所产生的谐波分量，与其基波分量一样，只有正、负序谐波分量，没有零序分量。

关于谐波分量的计算方法有以下两种。

(一) 实用的工程估算法

原水利电力部颁布的《谐波管理暂行规定》对非线性用户注入电力系统的谐波电流及其在监视点母线上引起的电压畸变率有明确规定，因此如果将每个牵引变电所 110kV 母线选为谐波分量的监视母线，并忽略供电臂的谐波阻抗（这使电压畸变率偏大）后，就可进行较为简化的谐波分量影响计算。

1. 牵引变压器不同接线时谐波电流计算

(1) 牵引变压器为Y，d 接线。

当列车在区间所取用的负荷电流及机车电流中各次谐波电流含有量是已知时，牵引变压器低压侧的三相 n 次谐波电流也是已知的，与两侧供电臂输入牵引变压器的各次谐波电

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

流之间的关系为

$$\dot{I}_{an} = -\dot{I}_{can}$$

$$\dot{I}_{bn} = \dot{I}_{bcn}$$

$$\dot{I}_{cn} = \dot{I}_{can} - \dot{I}_{bcn}$$

以上假定牵引变压器低压侧 c 相接地，并且 $\dot{I}_{an}$、$\dot{I}_{bn}$、$\dot{I}_{cn}$为三相 n 次谐波电流，$\dot{I}_{can}$、$\dot{I}_{bcn}$为两个供电臂 n 次谐波电流。

高压侧 A 相 n 次谐波的序分量与低压侧两供电臂 n 次谐波电流之间的关系为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_{An(1)}\\ \dot{I}_{An(2)}\end{bmatrix} = \frac{\sqrt{3}}{3k}\begin{bmatrix}-1 & e^{j60}\\ -1 & e^{-j60}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{I}_{can}\\ \dot{I}_{bcn}\end{bmatrix}$$

高压侧三相 n 次谐波电流为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_{An}\\ \dot{I}_{Bn}\\ \dot{I}_{Cn}\end{bmatrix} = \frac{\sqrt{3}}{3k}\begin{bmatrix}-2 & 1\\ 1 & 1\\ 1 & -2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{I}_{can}\\ \dot{I}_{bcn}\end{bmatrix}$$

(2) 牵引变压器为 V，V 接线。

假定低压侧也是 c 相接地，则高压侧 A 相 n 次谐波的序分量为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_{An(1)}\\ \dot{I}_{An(2)}\end{bmatrix} = \frac{\sqrt{3}}{3k}\begin{bmatrix}e^{-j150} & j\\ e^{j150} & -j\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{I}_{can}\\ \dot{I}_{bcn}\end{bmatrix}$$

高压侧 n 次谐波电流为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_{An}\\ \dot{I}_{Bn}\\ \dot{I}_{Cn}\end{bmatrix} = \frac{1}{k}\begin{bmatrix}-1 & 0\\ 0 & 1\\ 1 & -1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{I}_{can}\\ \dot{I}_{bcn}\end{bmatrix}$$

(3) 牵引变压器为三相—两相 Scott 接线

假定低压侧为 c 相接地，供电臂相序为 a、b 两相，则高压侧三相谐波电流的序分量为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_{An(1)}\\ \dot{I}_{An(2)}\end{bmatrix} = \frac{1}{2k_T}\begin{bmatrix}1 & j\\ 1 & -j\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{I}_{an}\\ \dot{I}_{bn}\end{bmatrix}$$

高压侧 n 次谐波电流为

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_{An}\\ \dot{I}_{Bn}\\ \dot{I}_{Cn}\end{bmatrix} = \frac{1}{2k_T}\begin{bmatrix}2 & 0\\ -1 & \sqrt{3}\\ -1 & -\sqrt{3}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{I}_{an}\\ \dot{I}_{bn}\end{bmatrix}$$

式中 k_T 为 T 接线绕组变比，$\dot{I}_{an}$、$\dot{I}_{bn}$为低压侧两相 n 次谐波电流。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

2. 谐波电流的叠加计算

当供电臂中有多个谐波分量时，忽略同次谐波电流之间的相角差，简化计算如下

$$I_{n\Sigma}=\sqrt{N}I_n$$

计及供电臂中多个谐波电流分量之间的相位角时，按下式计算。

$$I_{n\Sigma}=\sqrt{I_{1n}^2+I_{2n}^2+2I_{1n}I_{2n}\cos\theta_n}$$

式中 θ_n——分量 I_{1n}、I_{2n}之间的相位角，当分量数超过两个时，可将叠加结果与第三个分量再叠加得最终结果，对 3 次谐波取 $\theta_3=60°$，其他各次谐波按 $\theta_n=90°$计；

N——牵引变压器两供电臂中运行的列车对数；

$I_{n\Sigma}$——谐波电流叠加结果；

I_n、I_{1n}、I_{2n}——单台机车产生的谐波电流。

3. 牵引变电所供电臂列车对数计算

电气化铁道所产生的谐波分量的特征之一是它的随机性，注入电力系统谐波电流的大小与供电臂上运行的列车对数有直接关系，由前面负序分量影响计算方法可知列车在供电臂上的分布在正常运行时是稳定的，而在故障情况下则服从于某一统计规律。因此，谐波电流源——运行机车对数正常运行时可取两供电臂区间列车 50%积分概率列车对数（相应于最大确切概率列车对数）计算，而当故障情况下可按两供电臂区间列车 95%积分概率列车对数计算，系统谐波阻抗可按较小运行方式计算。

4. 谐波分量的限制和补偿

减少谐波源注入电网的谐波电流，主要有两条途径：①对谐波源的设计制造采取措施，减少产生的谐波含量，例如提高换流装置的脉冲数等；②当谐波影响的计算结果不能满足《电力系统谐波管理暂行规定》的要求时，应考虑安装滤波补偿装置，并对装置投入以后的补偿效果进行校核。计算可采用简化等值电路（见图 14-21）计算。

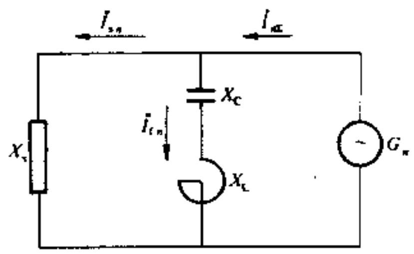


图 14-21 谐波简化等值电路图

$$I_{sn}=I_{n\Sigma}\frac{nX_L-\dfrac{X_C}{n}}{nX_s+\left(nX_L-\dfrac{X_C}{n}\right)}$$

$$I_{fn}=I_{n\Sigma}\frac{nX_s}{nX_s+\left(nX_L-\dfrac{X_C}{n}\right)}$$

式中 $I_{n\Sigma}$——n 次谐波总电流；

I_{fn}——补偿装置吸收的谐波电流；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

I_{sn}——注入电力系统的谐波电流；

X_s——由监视母线看入的系统基波等值阻抗；

X_C、X_L——分别为补偿电容器、串联电抗器的基波阻抗，其值的选择原则与一般变电所基本一致。

（二）谐波潮流分析法

当需要研究谐波分量在电力系统中的分布、注入监视发电机的谐波分量及某监视母线电压畸变情况时，就必须进行谐波潮流计算，将牵引变电所视为谐波电流源，其计算同以上实用工程计算法。有关谐波潮流计算方法见本章第三节。

第三节　谐波对电力系统的影响

一、概述

谐波的危害是众所周知的，如使电力设备发热、缩短寿命、引起电压或电流谐振、击穿绝缘、损坏设备等。特别是在近数十年以来，随着科学技术的发展，大量使用晶闸管装置，并出现了许多非线性负荷，使公用电网的电压严重畸变，除了引起电机的发热、振动等外，还会引起电子控制装置失灵，对自动化装置、继电保护和测量设备均产生不良影响，从而可能影响重要的生产过程，造成经济损失。因此，有必要在非线性负荷投产以前（例如研究供电方案时）以及在进行电力系统设计时，计算出谐波含量，并制定出措施加以限制。为此，需要将系统中谐波的有关问题，如主要谐波源、谐波标准和谐波计算及限制措施等纳入手册中，供设计人员参考使用。

二、有关谐波的几个概念

（一）谐波的含义

国际上公认的谐波含义为：“谐波是一个周期量的正弦波分量，其频率为基波频率的整倍数”。因此常称它为高次谐波。

（二）正弦波畸变率

由于非线性负荷接入电力系统，以及供电系统中本身存在的非线性元件，使电力网中的电压和电流产生畸变。可将非正弦波电压和电流分解为傅立叶级数，即

$$u(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} U_n \sin(n\omega_1 t + \alpha_n) \tag{14-20}$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} I_n \sin(n\omega_1 t + \beta_n) \tag{14-21}$$

式中　U_n——n 次谐波电压有效值；

I_n——n 次谐波电流有效值；

ω_1——工频角频率，也称基波频率；

α_n，β_n——分别为 n 次谐波的电压和电流初相角；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$I=\sqrt{\sum_{i=1}^{\infty}I_n^2} \tag{14-22}$$

$$U=\sqrt{\sum_{i=1}^{\infty}U_n^2} \tag{14-23}$$

式中 I——非正弦波电流有效值；

U——非正弦波电压有效值；

I_n——第 n 次谐波电流有效值；

U_n——第 n 次谐波电压有效值。

对于基波和各次谐波正弦分量来讲，最大值和有效值之间存在 $\sqrt{2}$ 关系，但对于非正弦量来讲却不存在这种关系。

一般用正弦波形畸变率来表示非正弦波偏离正弦波的程度，电压正弦波形畸变率为

$$DFU=\frac{100\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}U_n^2}}{U_1}\quad(\%) \tag{14-24}$$

式中 U_1——额定基波电压有效值；

DFU——电压正弦波形畸变率。

其他符号意义同前。

在工程中，常用第 n 次谐波含量表示第 n 次谐波电压正弦波形畸变，即

$$DFU_n=\frac{U_n}{U_1}\times 100\quad(\%) \tag{14-25}$$

电流正弦波形的畸变率 DFI 及第 n 次谐波电流正弦波形畸变率 DFI_n 可表示如下

$$DFI=\frac{100\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}I_n^2}}{I_1}\quad(\%) \tag{14-26}$$

$$DFI_n=\frac{I_n}{I_1}\times 100\quad(\%) \tag{14-27}$$

式中 I_1——基波电流有效值。

其他符号意义同前。

在工程应用中也常用 DFU_n 和 DFI_n 表示某些用户所产生的谐波含量，或称各次谐波电流的含有率。

三、电力系统中的主要谐波源

了解电力系统中的主要谐波源及其谐波含量，有利于进行谐波计算。

电力系统的主要谐波源包括有多相脉冲和单相脉冲换流装置、电弧炉、感应炉、变压器及饱和电抗器等非线性铁磁元件，利用晶闸管控制的电动机节能器和充电器，以及彩电等家用电器。

（一）多相换流装置

包括直流输电的整流和逆变装置，有色金属例如铝厂和铜厂的整流负荷，化工厂的整

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

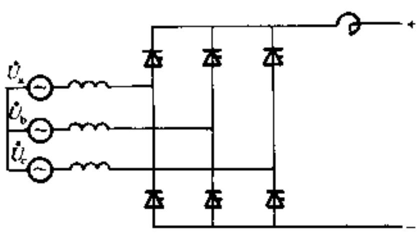


图 14-22 三相六脉动整流原理图

流负荷，以及电视机电源，电池充电器等。这些装置按一定规律开闭不同电路（其原理接线见图 14-22 所示），因而产生谐波电流，并注人系统。

在研究整流产生的谐波时，假定系统及整流元件都处于理想的三相对称情况，在这种条件下产生的谐波为特征谐波，其谐波次数 n 与脉冲数间的关系为

$$n = mp \pm 1 \tag{14-28}$$

式中 m——正整数；

n——特征谐波的谐波次数；

p——脉冲数。

对于三相全波整流，当有 6 个脉冲，即 $p=6$ 时，其特征谐波的谐波次数 n 为 5，7，11，13，17，19 等。

非正弦波用傅立叶级数展开后，在满足允许误差的前提下，取有限项数后，其高次谐波幅值可近似估算如下。

(1) 接近方波的非正弦波，例如直流输电，各次谐波电流与基波电流的幅值关系为

$$I_n = \frac{1}{n} I_1 \tag{14-29}$$

(2) 接近三角形波的非正弦波，根据推导，各次谐波电流与基波电流的幅值关系为

$$I_n = \frac{1}{n^2} I_1 \tag{14-30}$$

在实际系统中，由于电力系统和整流元件不可能是完全对称的，以及整流元件的燃弧触发脉冲间距不均匀和电源电压中存在着谐波等原因，系统中总存在有非特征谐波。非特征谐波的谐波次数 $n = \neq mp \pm 1$，在 $p=6$ 时，其值一般都比特征谐波小。表 14-6 列出了某铝厂整流负荷谐波电流含量的实测值。从表中可以看出，非特征谐波电流 I_2、I_3 比特征谐波电流 I_5、I_7 都小。当 $p=12$ 时，非特征谐波电流 I_5 和 I_7 为 $p=6$ 时的 20%左右。但当 $p>12$ 时，非特征谐波电流很可能大于特征谐波电流。

表 14-6 **铝厂整流负荷谐波电流含量**

项目 / 脉冲数	产量 (t/年)	I_1 (%)	I_2 (%)	I_3 (%)	I_5 (%)	I_7 (%)	I_{11} (%)	I_{13} (%)	I_{17} (%)	I_{19} (%)
6	5000	100	1.4～3.5	0.3～1.3	18.8～20.2	6.9～7.7	3.4～7.1	2.6～3	1.4～2.3	1.2～1.5
12	5000	100	1.5	0.6	4.5	2.7	4.4	2.7	0.5	0.3
18	15000	100			0.3	0.2	0.3			
48	8000	100		0.5～0.68	1.5～2.4	1.4～2.2				
48	8000	100		1.8	1.6					

（二）单相整流装置

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

单相整流中，以单相工频电力机车的谐波影响为最严重。虽然电力机车是单相负荷，但因为是两相全波整流，脉冲数 $p=4$，所以特征谐波电流为 3，5，7，9 次，非特征谐波为 2 次。在稳态情况下，机车电流只含奇次谐波电流，主要是 I_3、I_5 和 I_7（见表 14-7）。表中列的数值是单台电力机车行驶时，在 25kV 侧不同负载条件下测出的。这些数据表明，电力机车 3 次谐波电流最大。在轻载时其谐波电流含有率虽比满载时大，但绝对值还是满载时大，因此若要计算谐波在系统中的分布时，仍应以机车为满载情况考虑。若将单台机车在 27.5kV 侧的电流按变比折算到 110kV 侧，则 $I_3=10\text{A}$，$I_5=5\text{A}$，都比规程允许的数值 3.9A 超过许多。

表 14-7　　机车谐波电流测量值(A)

机车型号	负载（%）	$I_{1(2)}$	I_3	I_5	I_7
韶山-1 型 或法国造引燃管型	100 50	116 58	40 25	20 15	10 7
法国 6G53 半控型	100 50	162 81	45 42	20 17	8 11

当已知某供电臂的实际电流 I 和各次谐波电流含有率 DFI_n 时，可求得各次谐波电流如下

$$I_n = I_1 DFI_n \tag{14-31}$$

$$I_1 = \frac{I_g}{\sqrt{DFI_1^2 + DFI_3^2 + \cdots + DFI_n^2}} \tag{14-32}$$

$$DFI_1 = 1, \sqrt{DFI_3^2 + DFI_5^2 + \cdots + DFI_n^2} = \sqrt{(DFI)^2} \tag{14-33}$$

式中　DFI——总的谐波含有率；

I_1——基波电流；

I_g——供电臂的实际电流；

其他符号意义同前。

表 14-8 列出了我国韶山-1 型和韶山-3 型各次谐波含有率的实测值，可供设计中参考。

表 14-8　　电力机车供电臂各次谐波含有率实测值

机车类型	n	1	3	5	7	9	11	13	15	DFI
韶山-1 型	DFI_n（%）	100	20	10.5	6	3.5	2.5	1.8	1.5	23.88
韶山-3 型	DFI_n（%）	100	20～25.7*	10～13.7*	5～8.7*					

* 数据小者为满载情况，数据大者为轻载情况。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

由于电力机车为单相负荷，所以输入电力系统的谐波电流为三相不平衡谐波电流。在对称的三相非正弦电压或电流中，A 相和 B、C 相的高次谐波为

$$u_{an}=\sqrt{2}U_n\sin(n\omega_1 t+\varphi_n) \tag{14-34}$$

$$u_{bn}=\sqrt{2}U_n\sin(n\omega_1 t+\varphi_n-n\times 120^\circ) \tag{14-35}$$

$$u_{cn}=\sqrt{2}U_n\sin(n\omega_1 t+\varphi_n+n\times 120^\circ) \tag{14-36}$$

当 $n=3k$（k 为任何正整数）时，u_{an}、u_{bn}和 u_{cn}有相同的数值和方向，为零序性谐波电流；当 $n=3k+1$ 时，u_{an}、u_{bn}、u_{cn}三个相的电压谐波相序都与基波的相序相同，为正序性谐波；当 $n=3k-1$ 时，三个相的电压谐波相序都与基波的相序相反，称负序性谐波。

在不对称的三相非正弦电压和电流中，正序性、负序性和零序性谐波电流都可以分别分解为正、负、零序分量。对电气化铁道来讲，三相电流之和为零，因而谐波电流不含零序分量，且输入电力系统的谐波电流全部为奇次谐波。

各次谐波电流各序分量可计算如下

$$I_{n(1)}\text{ 或 }I_{n(2)}=\sqrt{\frac{I_{an}^2+I_{bn}^2+I_{cn}^2}{6}\pm 2\sqrt{\frac{S_n(S_n-I_{an})(S_n-I_{bn})(S_n-I_{cn})}{3}}} \tag{14-37}$$

式中 下注角（1）、（2）——表示正序及负序；

I_{an}、I_{bn}、I_{cn}——分别为 A、B、C 三相的谐波电流；

$S_n=\frac{1}{2}(I_{an}+I_{bn}+I_{cn})$——三相谐波电流组成的闭合三角形的半周长。

对于正序性谐波，根号内取正时为正序分量，取负时为负序分量，所以 $I_{n(1)}>I_{n(2)}$；对于负序性谐波，根号内取正时为负序分量，取负时为正序分量，故 $I_{n(1)}<I_{n(2)}$；对于零序性谐波，根号内第二项为零，所以 $I_{n(1)}=I_{n(2)}$。

在工程计算中，往往按电力系统允许的谐波规定来校验，即按牵引变电所高压侧注入系统的谐波电流来衡量。

（三）电力变压器

电力变压器的励磁回路是具有铁芯绕组的电路，在铁芯饱和后呈非线性，此时的励磁电流（即空载电流 I_0）为非正弦波形。这种电流波形的谐波含量对于不同结构和接线方式的变压器是有区别的。三相芯式变压器以及三相具有三角绕组的变压器，前者由于没有零序磁路，后者由于零序电流的低阻抗环路，3 次谐波电流都比较小。表 14-9 列出了变压器空载电流 I_0 的谐波含量，以及变压器 I_0 占额定电流 I_e 的百分数。数据表明，3 次和 5 次谐波电流较大。

单台变压器的谐波电流一般不大，但电网中变压器的总容量约为发电机总容量的 4 倍，所以谐波电流的总值是相当可观的。再加上我国电力变压器的绕组接线法基本上是统一的，例如 10～6kV 配电变压器采用 Y，yn 接线，35～330kV 绕组采用星形接线，而 6～10kV 绕组采用三角形接线，以及芯式变压器中间腿固定接在 B 相，这就使整个变压器群的主要谐

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

波电流互相叠加，无法利用通过变压器的不同接法，来有效地减少谐波电流。所以，变压器群是我国系统中背景谐波的主要来源，其谐波电流大小与变压器的磁饱和状态有关。当系统运行电压水平高（例如小负荷）时，其谐波电流大，一般电压提高8%，高次谐波电流将增加一倍，但在谐振条件下（变压器外界阻抗为容性），这种谐波电流将危害变压器本身。因此，在预计某一非线性负荷对电网谐波的影响时，需要考虑电网中现存的背景谐波。背景谐波一般可由所属网局谐波监测站取得。

表 14-9 变压器空载电流的谐波含量

变压器容量（kVA）	接线及结构	$\frac{I_0}{I_e}$（%）	$\frac{I_3}{I_0}$（%）	$\frac{I_5}{I_0}$（%）	$\frac{I_7}{I_0}$（%）	电 压（kV）
180	Y，y、三相芯式	1.5～3.5	9.8～12	10～12	3～0.7	10/0.4
320	Y，y、三相芯式	1.5～3.5	11.7	19.3	2.0	10/0.4
360，000	Yn，d、三相壳式	0.6	4.2	21.3	1.0	220/35
120，000			13～54	17～19	1.2～3.1	220/110/35

（四）电弧炉

电弧炉一般是三相式，通过电炉变压器供电，电炉变压器一般要串联电抗器，使两者的电抗之和达到0.33～0.5p.u.。

电弧炉的冶炼过程分为熔化期和精炼期两个阶段。在熔化期，炉内填料大多尚未熔化，呈块状固体。电弧阻抗不稳定，有时因电极都插入熔化金属中而在电极间形成金属性短路，由电炉变压器及串联电抗器限制短路电流。不稳定的短路状态使得熔化期电流的波形变化极快，并且每半个工频周期的波形都不相同（因此严格讲不能用傅立叶分析法，但实际上又别无他法），在这一阶段谐波含量较大，并且有很大的随机性，产生谐波的大小与电弧燃烧状态有关。

在精炼阶段，电弧炉的电流稳定，电流中的谐波含量也不大，一般单次谐波电流不超过基波电流的2%～3%，并以 I_3 和 I_5 较大。

表14-10列出了3个厂电弧炉谐波的测量结果。表中某五钠厂电弧炉的测量结果是根据电弧炉投入时暂态过程谐波录波，用 *FTT* 快速傅立叶程序和 *DET* 程序计算分析各次谐波的情况得出的。测试共取14次在电炉变压器侧的数据，列出每次谐波分析取得的最大值、最小值和平均值。某钢铁厂电弧炉的测量结果是在电炉变压器6kV侧用NOWA-1型谐波分析仪进行6次测录所得的。某钢厂电弧炉的测量结果是在电炉变压器6kV侧对1号、7号、10号炉的谐波进行测量所得的，表中列出的为最大值。

由表14-10中数据可见，电弧炉的谐波含量中以2次、3次、4次、5次谐波含量较大，并且谐波值分散性较大。

（五）节电器及其他家用电器

1. 节电器

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

节电器属于交流调压装置，分全控型和半控型。当电动机在轻载或空载时，节电器可大幅度降低电动机端电压（但以不影响电动机转速为限），从而大量减少电动机的铁损、无功功率及铜损，可节约空载损耗40%以上，因而在美国及东南亚各国得到广泛应用。我国也已研制成功，预期也将会得到推广使用。它一般用于轻载电动机和间断工作的电动机上，例如，在车床、刨床上。当牛头刨床切削金属时它可使电压自动上升，在空载返回时又可使电压自动下降。但这样一来会向电力系统注入谐波电流。表14-11为电动机空载时，三相半控型节电器和单相全控型节电器的谐波含量。

表 14-10　　电弧炉谐波测量结果(%)

谐波次数	某五钢厂			某钢铁厂	某钢厂
	最大	最小	平均	平均	最大
1次	100	100	100	100	100
2次	53.5	10.3	36	4.8	46.95
3次	26.3	1.75	10.9	7.1	9.5
4次	22.5	0.72	6.2	3.8	6.5
5次	9.1	0.62	4.1	4.9	13.5
6次	6.9	0.83	3.1	2.9	6.4
7次	8.2	0.55	3.0	3.2	2.9
8次	3.6	0.69	1.5		
9次	2.9	0.53	1.3	3.6	
10次	1.8	0.52	1.1		
11次	1.2	0.5	0.95	1.8	
13次	1.28	0.27	0.63	1.4	
15次	1.21	0.62	1.0	0.8	

表 14-11　　节电器谐波含量(%)

谐波含量 节电器	I_1	I_2	I_3	I_4	I_5	I_7
三相半控型 20kW 及 10kW	100	76～88	4～18	33～56	10～30	4～9
单相全控型 0.5kW 以下	100	6～28	64～86	3～20	20～55	4～25

2. 家用电器

表14-12列出各种家用电器的谐波含量，单个家用电器的谐波电流绝对值虽小，但综合起来数值就不小了。

（六）电容器对谐波的影响

前面介绍的是电网的谐波源，但系统中无功补偿电容器配置不当时，将放大电网的谐

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

波，情况严重时还将产生某次谐波的并联谐振，形成危险的谐振过电压危及设备安全。因此往往采用电容器组配置串联电抗器的办法来避免上述情况的发生。我国原水电部制定的《并联电容器装置设计技术规程》中规定："对限制5次及以上谐波可选用（5%～6%）x_C 的电抗器，对限制3次及以上谐波可选用（12%～13%）x_C 的电抗器，x_C 为电容器组每相容抗。"

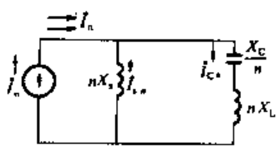
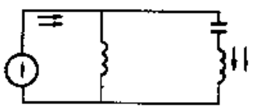
表 14-12 家用电器谐波含量（%）

家用电器种类	I_1	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	I_{15}
彩色电视机	100	84	79	63	50	35	22	11
黑白电视机	100	69	35	7	6	5	0.4	2.4
日光灯	100	12	2	1.4	0.3	0.5	0.3	0.2
洗衣机	100	16	8	1	0.2	0.2	0	0.2
电冰箱	100	12	3	0.6	0.2	0.1	0.1	0.1
风扇（低速档）	100	15	3	2	0.6	0.3	0.1	0.1

实际系统中，有的变电所电容器组不装电抗器谐波也很小。在谐波源少的地区设计电容器组时，可以先预留电抗器位置，经实测后再决定是否装电抗器。也有的从计算和实测中得出结论，认为以一个大致的容感抗之比来确定电抗值过于粗略，应全面考虑系统参数，建立正确的数学模型，进行定量计算来确定。

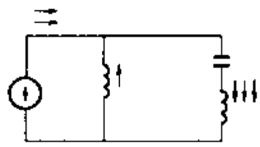
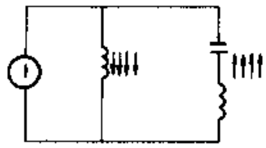
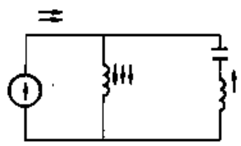
可根据表14-13来判断电容器组是否可能发生谐波电流放大或产生并联谐振，以采取对策。谐波等效电路图中 nX_s 为系统等效谐波阻抗，$\frac{X_C}{n}$ 和 nX_L 分别为并联电容器和串联电抗器的谐波电抗。表中序号3～5为谐波电流放大情况。序号3的情况是电容器侧谐波放大、注入电网的谐波减小，这种情况应当核算电容器电流是否超标准。国标GB3983—83《并联电容器》标准规定："并联电容器允许在1.3倍额定电流下长期运行。"按电容器在最高电压下运行，工频电流为1.1倍额定电流，则允许的谐波电流按 $1.3^2=1.1^2+\sum_{n=2}^{\infty}I_n^2$ 得 $\sum_{n=2}^{\infty}I_n^2\approx 0.7$，即总的谐波电流有效值在接近0.7倍工频额定电流下，仍可长期运行。

表 14-13 电容器组发生谐波电流放大或产生并联谐振判断表

序号	状态	谐波等效电路图及谐波电流分布图	参数条件	备注
1	正常		感性 $nX_L-\frac{X_C}{n}>0$	网内电容器组应具备的情况
2	串联谐振		$nX_L=\frac{X_C}{n}$	滤波器情况，串联谐振频率 $n=\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$，对于该次谐波电抗为0，吸收该次谐波电流

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

序号	状 态		谐波等效电路图及谐波电流分布图	参数条件	备 注
3	谐波放大	电容器侧		容 性 $-\frac{1}{2}<\frac{nX_L-\frac{X_C}{n}}{nX_S}\leqslant 0$	应该核算电容器是否过负荷，总谐波电流有效值不大于 0.7 倍工频额定电流，可长期运行
4		并联谐振		容 性 $-2<\frac{nX_L-\frac{X_C}{n}}{nX_S}\leqslant -\frac{1}{2}$	应消除的情况，应改变串联电抗参数。若计算谐振电流，应计及系统电阻
5		电源侧		$\frac{nX_L-\frac{X_C}{n}}{nX_S}<-2$	应消除的情况，应改变串联电抗参数

四、谐波对电力系统中主要设备的危害及其允许值

（一）总的规定

电网中的谐波对系统中的电机、电器设备、自动化装置、继电保护和测量设备、通信设备都会产生不良影响（本手册主要介绍对一次设备的影响，至于对通信设备、继电保护、自动化装置的影响可见有关专门文献）。因此，我国原水电部颁布了《电力系统谐波管理暂行规定》(1984)（以下简称《暂行规定》），我国原能源部随后又起草了中华人民共和国国家标准《公用电网谐波》，对公用电网中电压的正弦波形畸变率和用户注入电网连接点的各种谐波电流均作了规定，分别如表 14-14 和表 14-15 所示。

表 14-14　　公用电网谐波电压限值（相电压）

电网额定电压 (kV)	电压总谐波畸变率（%）	各次谐波电压含有率（%）	
		奇 次	偶 次
0.38	5.0	4.0	2.0
10 (6)	4.0	3.2	1.6
35 (63)	3.0	2.4	1.2
110	2.0	1.6	0.8

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

表 14-15　　注入公共连接点的谐波电流允许值

额定电压 (kV)	各次谐波电流允许值 (A)											
	I_2	I_3	I_4	I_5	I_6	I_7	I_8	I_9	I_{10}	I_{11}	I_{12}	I_{13}
0.38	84	64	42	64	28	46	21	19	17	29	14	25
10 (6)	26	21	13	21	8.7	15	6.5	5.8	5.2	9.4	4.3	8
35 (63)	16	13	8.2	13	5.5	9.4	4.1	3.7	3.3	6.0	2.7	5.1
110	12	9.4	5.9	9.4	3.9	6.7	3.0	2.6	2.4	4.3	2.0	3.6
额定电压 (kV)	各次谐波电流允许值 (A)											
	I_{14}	I_{15}	I_{16}	I_{17}	I_{18}	I_{19}	I_{20}*	I_{21}	I_{22}	I_{23}	I_{24}	I_{25}
0.38	12	11	10	19	9.3	17	8.4	8.0	7.6	14	7.0	13
10 (6)	3.7	3.5	3.2	6.1	2.9	5.5	2.6	2.5	2.4	4.5	2.2	4.2
35 (63)	2.4	2.2	2.1	3.9	1.8	3.5	1.6	1.6	1.5	2.9	1.4	2.6
110	1.7	1.6	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.1	1.1	2.1	1.0	1.9

* 自20次谐波以后《电力系统谐波管理暂行规定》没有规定值。

关于谐波电压正弦波形畸变率，已在式（14-24）、式（14-25）中介绍。对于低压网络，当已知电网最小运行方式下用户接入点的短路容量时，也可按下式粗略估算正弦波形畸变率

$$DFU_n = \frac{\sqrt{3}U_e n I_n}{10S_d} \quad (\%) \tag{14-38}$$

式中　U_e——电网额定线电压（kV）；

S_d——电网连接点的三相短路容量（MVA）；

n——谐波次数；

I_n——第 n 次谐波电流有效值（相电流，A）。

需要说明的是，这种方法没有考虑系统中电容补偿元件以及其他负荷分流的因素，是极为粗略的。尤其是在谐波源附近有电容补偿的情况，用三相短路容量计算，将会有很大误差，此时应将电容器单独分开来分析讨论。

我国有关规程没有明确规定如何考虑背景谐波的影响。但是有的国家作了规定。例如澳大利亚对新接入的非线性负荷规定如下：当接入的负荷相对来说比较大，并且由22、33、66kV 电压供电，则所允许的电压畸变率为规定值的$\frac{1}{3}$，剩下$\frac{2}{3}$作为背景谐波和将来负荷发展用；对于由110、132、220、275、330kV 供电的大负荷，所允许的电压畸变率为60%～80%的规定值。

表14-15中规定的用户注入电网谐波电流允许值，是以表14-16中相应的短路容量为基础进行计算的，当网络连接点实际短路容量与表14-16中的数值不同时，应按下式进行修正

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$I_{n1}=\frac{S_{d1}}{S_{d2}}I_{n2} \tag{14-39}$$

式中 I_{n1}——修正后的 n 次谐波电流允许值；

I_{n2}——表 14-15 中 n 次谐波电流允许值；

S_{d1}——实际系统短路容量；

S_{d2}——表 14-15 中计算用短路容量。

表 14-16 计算谐波电流允许值的基准短路容量

额定电压（kV）	基准短路容量（MVA）	额定电压（kV）	基准短路容量（MVA）
0.38	10	63	500
10（6）	100	110	750
35	250	220	2000

目前各国（包括我国）制定的电网电压正弦波形畸变率极限值都是指稳态的，对于持续时间短暂的谐波都没有规定。某些国家的地方电力局对谐波持续时间少于 2s，间隔时间大于 30s 的谐波畸变率允许值规定为稳态值的 2 倍。这个数据供设计中参考。

（二）谐波对旋转电机的影响及其允许值

谐波对旋转电机的主要影响是引起附加发热，其次是谐频机械振动、噪音和谐波过电压。由于电机绕组的温升时间常数是以分钟计算的，所以在考虑谐波对旋转电机的发热影响时，可以不计在数秒钟内就衰减掉的暂态谐波过程（例如变压器涌流），对于变化迅速的谐波在电机局部过热点的温升，不取决于瞬时最大值，而是由以分钟计的时段内谐波均方根值确定。

暂态谐波和变化迅速的谐波最大值是确定谐波过电压的决定性因素，同时也决定了对继电保护、自动装置、计算机等影响的严重程度。

1. 谐波对同步电机的影响及其允许值

电机星形连接的定子绕组中谐波电流所产生的旋转磁场，在转子绕组中感应出谐波电流，这些电流由于集肤效应主要是在转子表面形成环流。该感应谐波电流，当转子上装有阻尼绕组时，主要在阻尼绕组中流动；当没有阻尼绕组时，对凸极机来说，主要在极靴中流动，对隐极机来说，则在转子的齿、槽楔以及转子端部套箍和转子本体间的接触面上流动。

高次谐波电流在发电机定子中同样有集肤效应，在定子的双层绕组中，高次谐波电流主要在沿槽高度的上层线棒里产生附加损耗（比下层线棒里高 6 倍）。谐波电流引起隐极机的定子零部件（例如定子铁芯端部和楔梁，以及端盖和端盖螺栓等）严重发热。但是在一般情况下，谐波电流在转子中产生的附加损耗比定子中大得多，往往成为同步电机接受谐波的限制条件。

谐波电流 I_n 的发热效应可用下式计算（计算时将谐波电流转换成等价基波负序电流 $I_{1(2)eq}$）

$$I_{1(2)eq}=\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}I_n^2} \tag{14-40}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

式中 $I_{1(2)eq}$——等价基波负序电流；

I_n——各次谐波电流。

这样，发电机允许的全部谐波电流总有效值，便是它允许的基波负序电流值。根据《发电机运行规程》第95条规定："发电机持续允许不平衡电流值应遵守制造厂的规定。"对于空气冷却和氢气表面冷却的发电机，在额定负荷连续运行时，各机组允许的三相电流之差折算出的相应允许负序电流值列于表14-17，并规定发电机任何一相的电流不得大于额定值。

表 14-17 发电机允许的持续负序电流（按《发电机运行规程》折算）

发电机类型	允许三相电流之差	相应允许负序电流
汽轮发电机	10%	6.5%
小于10万kW水轮发电机	20%	12.5%
小于10万kvar凸极调相机	20%	12.5%
大于10万kW水轮发电机	15%	10%

各种同步发电机根据国内外试验结果，按发热允许的 $I_{1(2)}$ 值如表14-18所示，供设计中参考。实际系统中发电机真正能承受的负序电流值应根据试验确定。

表 14-18 同步发电机按发热允许的基波负序电流(p. u.)

序号	发电机类型		$\frac{I_{1(2)}}{I_r}$（I_r 为发电机额定电流）
1	无阻尼绕组的汽轮发电机	普通的	0.08～0.1
		脱离式套箍	0.16
		铝青铜转子槽楔，端部扩大	0.16
2	有阻尼绕组的汽轮发电机		0.15～0.2
3	巨型汽轮发电机（32万kW以上）		0.05～0.08
4	水轮发电机（间接冷却式）		约0.3
5	特制调相机（短路试验发电机）		约0.5

与上述 $I_{1(2)}$ 允许值相应，当汽轮发电机馈供6相整流装置时，它允许承担的整流负荷电流一般只为其额定电流的 $\frac{1}{3}$～$\frac{2}{3}$（降低发电机出力），有的水轮发电机则规定为 $\frac{1}{5}$。对有阻尼绕组的汽轮发电机，当供电给12脉冲整流装置，并达到额定出力时，阻尼绕组的设计应使其能承受数值为额定电流 $\sqrt{3}$ 倍的负序电流，定子绕组应比按基波损耗计算时增加5%，以便为谐波损耗留有裕度。在系统设计时对供这类负荷的发电机，需予以注意。

根据我国《发电机运行规程》第96条规定，发电机短时间允许的不平衡电流值，在无制造厂规定时，对于空气冷却和氢气表面冷却的发电机，可按下式计算

$$I_2^2 t < 30 \tag{14-41}$$

式中 I_2——负序电流（p. u.）；

t——时间（s）。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

设计时需要根据以上条件，验算谐波对发电机发热的影响（即用 $I_{1(2)eq}$ 验算）。

当发电机中谐波电流的频率接近于定子零部件的固有振动频率时，就会引起强烈振动，并伴有巨大噪声。但这难以在设计中进行准确计算。

2. 谐波对感应电动机的影响及其允许值

感应式电动机的定子绕组绝缘是谐波发热敏感的薄弱环节。由于一般用户母线上都接有成群的电动机，因而电动机允许承受谐波的条件，宜于按其母线上承受的谐波电流来考虑。谐波引起的电动机发热效应，可按下式把它承受的谐波电压折算成等值的基波负序电压 $U_{1(2)eq}$

$$U_{1(2)eq}=\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty}\left(\frac{U_n}{n^m}\right)^2} \tag{14-42}$$

式中 m——系数，按《电力系统谐波》一书建议取 0.8。

当基波负序电压 $U_{1(2)}$ 和谐波电压 U_n 同时存在时，式（14-42）可改写为

$$U_{1(2)eq}=\sqrt{U_{1(2)}^2+\sum_{n=2}^{\infty}\left(\frac{U_n}{n^m}\right)^2} \tag{14-43}$$

各国及 IEC 规定的基波负序电压允许值如表 14-19 所示。

表 14-19 基波负序电压允许值（%）

国 别	IEC	基波负序电压允许值
英国、德国、前苏联、印度		2
法国		3
	IEC	1（持续）
	IEC	1.5（短时）
中国（适用于厂用电动机）		2.89～3.36

运行经验表明，若 3、5、7 次谐波电压达到 U_e 的 10%～20%以上，可导致电动机在短时间内损坏。

（三）谐波对变压器的影响及其允许值

变压器本身既是谐波电源，也是传送其他谐波源所产生谐波的中间环节。变压器励磁电流中的谐波含量，在正常情况下并不引起本身的铁损和发热增大，但在谐振条件下将危害变压器。对于全星形接法变压器，若绕组中性点接地，且该侧电网中的分布电容较大或装有中性点接地的并联电容器组，可能构成接近于 3 次谐波谐振条件，使变压器的 U_3 和励磁电流中的 I_3 互相增加，从而相应增大附加损耗和发热，严重影响变压器的可靠性。因此有的国家规定不得采用全星形接法的单相变压器组和大容量的全星形接法的三相变压器。在系统设计中对于采用全星形接法变压器的谐波问题需加以注意。

由谐波源流经变压器的谐波电流，会引起变压器附加损失，当 5 次谐波电压为基波电压的 3%时，变压器铁损较正弦波时约增加 1.5%，当 5 次谐波电流为基波电流的 10%时，变压器铜损较正弦波时约增加 1%。流经变压器的谐波电流，在谐振条件下将损坏变压器。美国电子和电机工程师协会电力系统谐波工作组提出：变压器允许的谐波电流为额定电流的 5%，允许的谐波电压可以按照变压器的综合有效电压，在额定负荷下为 U_e 的 105%，在空载时为 U_e 的 110%来考虑。但根据中国的多年运行情况，在变压器负荷率小于 100%时，即使谐波电流为 10%左右，也并未产生明显问题。宝凤电气化铁道变压器负荷率在 0.4～

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

0.5以下，谐波电流达15%～30%，运行20余年也并未因此损坏。所以在系统设计中，若变压器的容量有一定裕度时，谐波对变压器的影响不一定特别考虑。对于小容量变压器，若变压器的负荷率较高，且离谐波源又很近时，才需加以分析。

（四）谐波对各种电器的危害

1. 对电缆的危害

由于电缆的分布电容对谐波有放大作用，在低谷负荷电网电压上升时谐波电压也随之升高，引起电缆浸渍绝缘局部放电以及介质和温升增大，从而损坏电缆。

2. 对输电线单相重合闸的危害

较大的高次谐波电流（数十安培或更大），会显著延缓潜供电流的熄灭，导致单相重合闸失败或不能采用快速单相重合闸。

3. 对断路器的危害

高次谐波含量较高的电流，由于波形畸变严重使过零点处的$\frac{di}{dt}$较大，降低了断路器的遮断能力。这种情况往往是由于断路器第二次重合闸于发生持续性故障的线路上，附近的变压器产生涌磁现象所致。

4. 对换流装置的危害

当换流装置的容量达到电网短路容量的$\frac{1}{3}$～$\frac{1}{2}$或以上时，或电网参数配合易导致较低次谐波谐振时，交流电网电压畸变可能引起常规控制角的触发脉冲间隔不等，并通过正反馈而放大系统的电压畸变，使整流器工作不稳定，对逆变器可能发生连续的换相失败而无法工作。所以大型换流装置需要对谐波采取抑制措施。

5. 对电容器的危害

前面介绍过电网中无功补偿电容器在某种情况下会造成谐波电流放大，反过来，谐波电流又会影响电容器的正常工作，使电容器发热、发响、出现电击穿和外壳膨胀，影响电容器的寿命。谐波会引起电容器端电压有效值升高，而电容器的介质寿命与电压是7～9倍指数关系，所以电压每升高10%，电容器寿命大约缩短$\frac{1}{2}$。谐波还会使电容器发热，对于有机介质电容器，一般温度每升高8℃，寿命就要缩短$\frac{1}{2}$。谐波电压还会引起极板弹性振动，一旦引起其机械谐振，就要影响电容器介质的寿命和电容器绝缘的寿命。

五、谐波潮流计算

（一）电力系统各元件的谐波模型及参数

根据理论推导及有关文件，系统中各元件采用的谐波参数归纳如下：

1. 发电机

发电机的n次谐波电抗为负序电抗的n倍，即

$$X_{Gn}=nX_2 \tag{14-44}$$

式中 X_{Gn}——发电机n次谐波电抗；

X_2——发电机负序电抗；

n——谐波次数。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

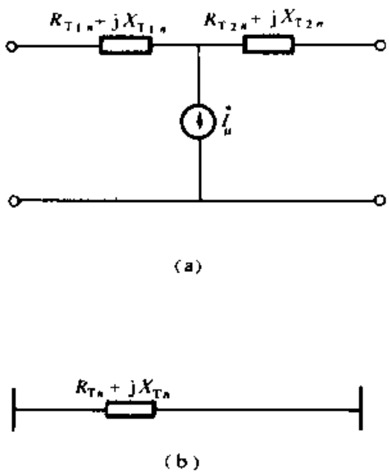


图 14-23 变压器谐波等值电路图
(a) 等值电路；(b) 忽略励磁支路的等值电路

2. 变压器

变压器的励磁电路是非线性元件，在谐波潮流计算中可按谐波电流源来处理，其等值电路如图 14-23 (a) 所示。当在分析某一非线性负荷引起的谐波问题，需要作分布计算时，可以忽略励磁支路，而采用如图 14-23 (b) 所示的等值电路，则变压器的谐波等值阻抗为

$$R_{Tn}+jX_{Tn}=\sqrt{n}R_{T1}+jnX_{T1} \tag{14-45}$$

式中 R_{Tn}、X_{Tn}——变压器的谐波电阻及电抗；

R_{T1}、X_{T1}——变压器的基波电阻及电抗。

在粗略计算时，也可忽略变压器谐波电阻。

3. 负荷

负荷谐波阻抗按两种方法处理：① 将负荷看作一个综合等值电动机；② 将负荷按感应电动机或恒定电感和电容来处理。

(1) 将负荷按一个综合等值电动机处理时，其谐波阻抗为

$$Z_n=\sqrt{n}R_2+jnX_2 \tag{14-46}$$

式中 Z_n——综合等值电动机谐波阻抗；

R_2、X_2——分别为等值电动机的基波负序电阻和电抗；

n——谐波次数。

(2) 将负荷按感应电动机或恒定电感和电容处理时，感应电动机在考虑滑差影响后谐波阻抗为

$$Z_n=\frac{r_2}{S_n}+jnx'' \tag{14-47}$$

$$S_n=1\pm\frac{1}{n}$$

式中 r_2——感应电动机负序电阻；

S_n——感应电动机转差；

x''——感应电动机次暂态电抗。

因为$\frac{r_2}{S_n}\ll nx''$，故可忽略不计。

对恒定电感负荷，按 $Z_n=nX_L$ 计算；对恒定电容负荷，按 $Z_n=\frac{X_C}{n}$计算。

4. 输电线路

以集中参数表示的 π 型等值电路如图 14-24 所示，等值电路参数为分布参数的简单集中。在工频时，当架空线路大于 300km、电缆线路大于 100km 时，应将基波等值电

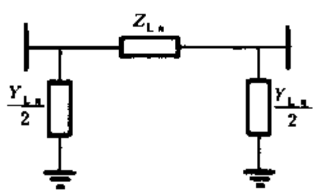


图 14-24 输电线路的等值电路

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

路参数乘以修正系数，或增加等值 π 型电路的个数，即

$$\left.\begin{aligned} Z_{L1} &= (r_1 + jx_1)l \\ Y_{L1} &= jb_1 l \end{aligned}\right\} \tag{14-48}$$

式中 r_1、x_1、b_1——分别为基波时单位长度线路的电阻、电抗和电纳。

在高次谐波下，输电线路的分布参数特性比基波时更明显，而且随着谐波次数的增加而加剧。对 n 次谐波，$\frac{300}{n}$km 的线路就需要计及其分布特性，因此以双曲线函数计算输电线路等值电路参数较好，即

$$\left.\begin{aligned} Z_{Ln} &= Z_{\lambda n}\mathrm{sh}\gamma_n l \\ Y_{Ln/2} &= \frac{\mathrm{ch}\gamma_n l - 1}{Z_{\lambda n}\mathrm{sh}\gamma_n l} \end{aligned}\right\} \tag{14-49}$$

式中 $Z_{\lambda n}$、γ_n——分别为对应于该次谐波时线路的波阻抗和传播常数。

$Z_{\lambda n}$和 γ_n 可由下式计算

$$\left.\begin{aligned} Z_{\lambda n} &= \sqrt{\frac{Z_n}{Y_n}} \\ \gamma_n &= \sqrt{Z_n Y_n} \end{aligned}\right\} \tag{14-50}$$

式中 Z_n、Y_n——分别为该次谐波时输电线路单位长度的阻抗和导纳。

其中 Y_n 为

$$Y_n = jnb_1 \tag{14-51}$$

式中 b_1——基波时的线路单位长度电纳。

对应于该次谐波时输电线路单位长度的电阻 r_n 及阻抗 Z_n 为

$$r_n = 0.288r_1 + 0.138\sqrt{nr_1} \tag{14-52}$$

$$Z_n = r_n + jnx_1 \tag{14-53}$$

式中 r_1——线路单位长度基波电阻值；

x_1——线路单位长度基波电抗值。

表 14-20 列出了 330～500kV 用 nx_{l1}、nb_{l1}和用双曲线函数计算 3 次和 5 次谐波参数的结果。表中 K_Z 和 K_b 为修正系数。$K_Z=\frac{Z_{Ln}}{nX_1}$，$K_b=\frac{Y_{Ln/2}}{nb\,1/2}$（式中 X_1、b_1、Z_{Ln}、Y_{Ln}分别表示每个 π 型线路单位长度的基波电抗、基波电纳和谐波阻抗及导纳），由表 14-20 中可看出，330～500kV3 次和 5 次谐波在相同长度下修正系数是十分接近的。从而可以得出结论，在工程实用计算中，线路的谐波阻抗和电纳计算可不按超高压电压等级来划分，而是按谐波次数考虑。若按 nx_1 和 nb_1 来计算，则对于 3 次谐波，每个 π 型线路的长度为 100km 时，修正系数 K_Z=1.018，K_b=0.992。对于 5 次谐波，每个 π 型线路的长度为 60km 时，K_Z=1.018，K_b=0.992。如果增加每个 π 型线路的长度，修正系数也相应变化。为了避免误差过大，每个 π 型线路的长度最好不要太长。一般取$\frac{300}{n}$km 长度。表 14-20 中结果也表明了，

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

当每个Π型线路的长度超过$\frac{300}{n}$km时，K_Z较大，K_b较小。

表 14-20　　330～500kV输电线路谐波参数计算结果

长度(km) \ 项目	电压 (kV)	谐次 n	nX_1 (Ω)	$n\frac{b_1}{2}$ (×10⁻⁴S)	Z_{Ln} (Ω)	$\frac{Y_{Ln}}{2}$ (×10⁻⁴S)	K_Z	K_b
60	330	5	94.8	5.23	96.44	5.19	1.017	0.992
	500	5	84	6.13	85.5	6.07	1.018	0.991
100	330	3	94.8	5.231	96.549	5.19	1.018	0.992
		5	158	8.718	165.48	8.52	1.047	0.977
	500	3	84	6.12	85.45	6.07	1.017	0.992
		5	140	10.21	146.9	9.97	1.049	0.976
200	330	3	189.6	10.462	202.770	10.13	1.069	0.968
		5	316	17.436	377.64	15.99	1.195	0.917
	500	3	168	12.25	179.76	11.85	1.07	0.967
		5	280	20.42	336.9	18.7	1.203	0.916
300	330	3	284.4	15.692	329.30	14.62	1.158	0.932
		5	474	26.154	696.3	21.81	1.469	0.834
	500	3	252	18.38	292.74	17.08	1.162	0.929
		5	420	30.63	624.7	25.34	1.487	0.827
400	330	3	379.2	20.923	488.83	18.53	1.289	0.886
		5	632	34.872	1211.3	25.96	1.917	0.744
	500	3	336	24.5	436.1	21.6	1.298	0.882
		5	560	40.84	1096.9	30.16	1.959	0.738

（二）谐波潮流计算

非线性负荷将引起谐波分量，并在电力系统中传播。为了分析谐波对系统各部分的影响，并研究其限制措施，需要进行谐波潮流计算。《电力系统谐波管理暂行规定》中规定："对由110kV及以上电压供电的用户在接入电网前，应计算非线性用电设备注入的谐波电流在电网中的分布和电压正弦波形畸变率，以便采取措施使电网各部分电压正弦波形畸变率均不超过规定的极限值，还应检验并采取措施防止谐振和谐波放大"。

1. 谐波潮流计算中对非线性负荷（用户）的考虑

非线性负荷接入电力系统后，在其接入点将从电网吸取基波功率。同时，又将此基波功率的一部分转化为谐波功率，从此点向电网反馈谐波电流。此电流分流到电网各分支线路到发电机和负荷的中性点。因此，电网各节点上产生谐波电压，并导致各节点的正弦电压波形畸变。

在谐波计算时，非线性负荷是产生谐波的恒流源，而发电机及原有系统的负荷成为承担谐波的负荷。在谐波潮流计算中，为了分析谐波的影响，需要考虑非线性负荷可能出现严重谐波的运行方式。例如澳大利亚在计算铝冶炼厂非线性负荷影响时，采用了一年中可

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

1 能出现几周的较为严重的情况。该负荷系应用12脉冲整流装置，并通过相位移产生一个等效的48脉冲系统，在谐波潮流计算确定其限制值时，取用了一组整流器停用的运行方式（等效6脉冲运行）。这些情况在系统计算中是需要加以注意的。

2. 谐波潮流计算

（1） 一般计算。

谐波潮流计算就是计算谐波电流在系统中的分布，在计算谐波限制值时，为了求得合理的谐波电压，系统运行方式应按小方式考虑。计算中还应尽量考虑背景谐波的影响，特别是在分析较大的非线性负荷（用户）新接入系统的允许限制值时，更应加以考虑。现在各省都成立了谐波监测站，有条件取得实测的背景谐波值。

在求得网络中各元件的谐波参数后，就可以形成谐波网节点导纳矩阵 Y_n，当 $n=1$ 时，对应于基波导纳矩阵。

在基波网络中，仍以牛顿—拉夫逊法迭代求解基波潮流，谐波计算中除了用功率平衡方程和平衡节点母线电压及其角度外，还需要按谐波源工作条件，确定其他有关参数的关系式及需要计算的谐波次数，并计算相应各谐波网的注入电流。各谐波网的注入电流可以根据前面介绍的实测经验值计算，也可以按公式计算。以换流装置为例，其各次谐波电流计算公式如下

$$\dot{I}_n = \mathrm{j}\,\frac{\sqrt{3}\,U}{\pi X_C}\sin\frac{n\pi}{3}\mathrm{e}^{-\mathrm{j}\frac{n\pi}{2}}\left[\frac{1}{n(n-1)}\left(\mathrm{e}^{-\mathrm{j}(n-1)(\alpha+\gamma)}-\mathrm{e}^{-\mathrm{j}(n-1)\alpha}\right)-\frac{1}{n(n+1)}\left(\mathrm{e}^{-\mathrm{j}(n+1)(\alpha+\gamma)}-\mathrm{e}^{-\mathrm{j}(n+1)\alpha}\right)\right] \tag{14-54}$$

式中 I_n——谐波电流；

X_C——谐波源回路电抗；

n——谐波次数；

γ——换相重叠角；

α——控制角。

已知谐波源电流后，即可根据谐波网节点导纳矩阵，按式（14-55）求解网络方程，得到各节点的谐波复电压，并计算各支路谐波电流，即

$$I_n = \dot{Y}_n U_n \tag{14-55}$$

以上计算过程一般都由计算机根据所编制的程序进行。

（2） 简化计算法。

当只需要较粗略地估算谐波源给电力系统造成的影响时，可将所讨论的谐波网络简化成如图14-25所示。图中 $\dot{I}_n$ 为非线性负荷谐波电流源，可由负荷特性计算确定其数值（也可由前面介绍的经验数确定）；Z_{Cn}为系统谐波阻抗，即由该谐波源接入处面向系统所求得的综合谐波阻抗，可由实测获得，对远景计算或没有实测值时，可根据系统在该处的短路容量 S_d 来近似估算，这时应取最小运行方式的短路容量。

这种方法近似认为系统阻抗是纯电感性的，其谐波电抗等于基波电抗 X_{C1}与该谐波次数 n 的乘积，即

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$X_{Cn}=nX_{c1}=n\frac{U_e^2}{S_d} \tag{14-56}$$

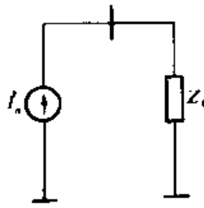


图 14-25 简化谐波网络图

式中符号同式（14-38）。

当需要估算系统谐波阻抗的电阻分量时，可近似以阻抗角为 75°估计。在已获得系统谐波电抗后，谐波源接入处母线上的谐波电压 U_n 可按下式估算

$$U_n=\sqrt{3}I_nZ_{Cn}\approx\sqrt{3}nI_n\frac{U_e}{S_d} \tag{14-57}$$

当该母线电压由系统原有的谐波源引起畸变时，即原来已有谐波电压 $\dot{U}_n'$，而新谐波源接入后产生的谐波电压为 $\dot{U}_n''$，则母线上的谐波电压 $\dot{U}_n=\dot{U}_n'+\dot{U}_n''$，其模值为 $U_n=\sqrt{(U'_n)^2+(U''_n)^2-2U'_nU''_n\cos\varphi}$，式中 φ 为 U'_n 与 U''_n 之间的夹角。当难以计算 $\dot{U}_n'$ 和 $\dot{U}_n''$ 间的夹角时，可根据新谐波源性质及其与邻近谐波源性质的关系来估计。性质相近时，可取其算术和，否则取其平方和。

六、减轻谐波电流的技术措施

减轻谐波电流的措施，总的可以分为两部分：① 对谐波源采取措施，减少它本身产生的谐波分量；② 在谐波源外部采取措施，包括在电网中装滤波器吸收一部分谐波电流。

（一）减少谐波源本身产生的谐波分量

（1）增加整流装置的脉冲数。在前面已经提到，多相整流产生特征谐波的谐波次数 n 与脉冲数 p 成正比，而其产生的谐波电流有效值又与 n 成反比，所以增加整流装置的脉冲数就可以减少由于整流产生的谐波电流。

增加整流装置脉冲数的有效方法是，利用Y，y 和Y，d 两台连接法不同的变压器相角差 30°的原理，将两台三相 6 脉冲全波整流器分别接入不同接线方式的变压器，使两组 6 脉冲整流器变为 12 脉冲时，不再产生 7 次及以下的特征谐波电流，减少谐波含量。

当 $p>12$ 时，采用曲折绕组的变压器，在高压侧将曲折绕组相角错开 20°，使整流器变成 36 或 48 脉冲整流装置。

（2）制造厂在电力机车内装设滤波器吸收谐波电流，或者在牵引变电所结合无功补偿安装滤波器，以防止谐波电流注入公用电网。

（二）在谐波源外部采取措施

1．混合采用各种变压器的接线方式，使 5 次、7 次谐波相互抵消

前面已经提到，系统的背景谐波主要由变压器群引起。我国电力变压器的绕组接线方法基本上是统一的。例如 10kV 或 6kV 配电变压器采用 Y，yn 接线；330、220、110kV 及 35kV 绕组采用星形接线，而 10kV 或 6kV 绕组采用三角形接线，使得整个变压器群的主要谐波电流互相叠加。如果在系统可能的运行情况下，混合采用变压器的不同接线方式，可以有效地削减电网中的背景谐波。

这个原理也同样可以用于牵引变电所的变压器，将 Y，d 和 V，V 接线在不同牵引变电所中混合采用，可以使 Y，d 变压器在 110kV 侧 5 次谐波的主导序量相量角和 V，V 接线，牵引变电所的 5 次和 7 次谐波的角值差 180°，从而大幅度降低谐波电流。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

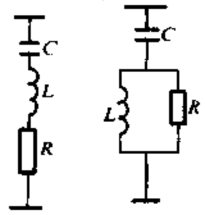
此外，目前我国采用的芯式变压器（3条腿）是B相连接在变压器的中间铁芯上，致使谐波电流增大。根据西北电管局的经验，改变中间绕组都连接B相的状况，对降低谐波是有利的。

2. 调整系统供电和电网连接方式，并提高电压合格率

需结合电网的具体结构研究采用系统谐波分布合理的方式，并使电网不致因低谷负荷时电网电压过于偏高，致使谐波增大。在运行方式方面采取措施，对于降低谐波含量有一定效果。

3. 采用滤波器

装设滤波器是就近吸收谐波所产生谐波电流的有效措施。滤波器一般由电容器、电抗器和电阻器适当组合而成。单调谐滤波器采用如图14-26（a）所示的接线比较有利，这种接线方式在电容器击穿时，短路电流小，并且电抗器只需采用半绝缘。对于高通滤波器，一般采用2阶减幅型（如图14-26（b）所示），这种接线基波损耗较小，结构简单，阻抗频率特性较好，为工程上所广泛采用。



（a）　（b）

图14-26　滤波器的接线方式图

（a）单调谐滤波器；（b）高通滤波器

（1）参数选择所需的原始资料如下：

1）标准和规定，在制定系统承受谐波能力的限度时，需根据谐波管理规定及有关国标，结合所考虑的系统，制定出设计滤波器时允许流过滤波器连接点的谐波电流标准。包括有：①谐波源注入系统的谐波电流值；②各支路上的谐波电流量；③各母线上的各次谐波电压值，或与基波的比值，或电压畸变率；④对电话的干扰，即电话谐波波形系数。具体到每个系统还可以有其他考虑事项，但不论哪种谐波标准，最后都要归结为注入谐波电流值，n次谐波电流限制值，此外还规定有频率的等值偏差δ。

2）谐波源，掌握谐波源的特性，即指主要谐波源在各种工作状态下产生多少高次谐波，可以通过对已有谐波源的实测数据取得，也可以通过数学模型取得。对于超高压直流输电用分析方法可以取得满意的结果。

3）系统状况，包括有关电力系统的设备参数、系统接线、运行方式、无功补偿要求及系统的谐波阻抗特性和负荷的谐波阻抗等。

根据国外的经验，系统谐波阻抗轨迹是一个圆，如图14-27所示，它的圆心坐标是（R，0），在已知系统谐波阻抗角$\varphi_C=\mathrm{tg}^{-1}\dfrac{X_{Cn}}{R_{Cn}}$时，可以作出系统谐波阻抗轨迹，则系统谐波阻抗$Z_{Cn}$包括在两条割线与圆周的范围之内。这种方法可以用于大中型滤波器参数的初步选择。

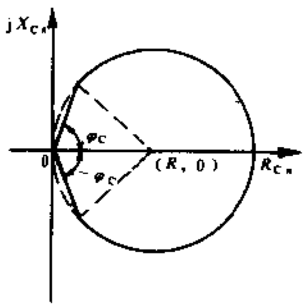


图14-27　系统简化等值阻抗

（2）阻抗圆的作法：

1）单回出线是系统最简单的情况，只有一回无畸变线路与换流站母线连接（即与滤波器连接），线路的另一端与负荷连接，即相当于一个包括变电所，发电厂在内的等值系统，则从滤波器端看过去的阻抗为$\dot{Z}_N$。$\dot{Z}_N$相量的端点在一个圆

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

上，其半径为

$$\overline{R}=\frac{Z_\lambda}{\mathrm{sh}\,\frac{R_1}{Z_\lambda}} \tag{14-58}$$

式中 Z_λ——线路波阻抗，$Z_\lambda\approx\sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$；

R_1——线路电阻。

圆心至原点的距离为 $Z_\lambda\mathrm{ch}\,\frac{R_1}{Z_\lambda}$。

2）多回路出线系统可根据多回路的导纳计算出阻抗，其阻抗圆半径为

$$\overline{R}=\frac{1}{2G_\Sigma} \tag{14-59}$$

式中 G_Σ——每回线路的电导之和。

3）工程中常采用$\frac{X}{R}$来表示系统阻抗，虽不甚精确，但常被采用，国际上系统阻抗值常用±15～±60，随系统不同而改变，我国葛上线工程$\frac{X}{R}$=±15，对应阻抗角 φ_C 为

$$\frac{X}{R}=\frac{1}{\tan\varphi_C} \tag{14-60}$$

（3）滤波器参数的选择。

在选择参数之前首先需要确定滤波器方案，即要确定需要用几组单调谐滤波器，用什么方式满足无功补偿要求，并选取高通滤波器的截止频率。

单调谐滤波器应根据谐波源大小及所产生的主要特征谐波电流来考虑。对于整流型谐波源，一般交流侧只设奇次滤波器，直流侧只设偶次滤波器。对于电弧炉谐波源，由于产生的为连续次数的特征谐波，一般需要从 2 次滤波器开始设单调谐滤波器。

对于无功补偿的要求，可以有两种处理方法：①按滤波要求设计滤波器，若其无功容量小于补偿容量，不足部分加装普通的并联电容器组；②加大滤波器容量，使总的无功容量满足补偿要求。第一种方法投资省，第二种方法滤波效果好。究竟采用哪种办法，针对具体工程，经技术经济比较后确定。

滤波器参数选择有两种方法：①考虑满足滤波要求的最小滤波器参数；②同时满足无功补偿要求的滤波器参数。

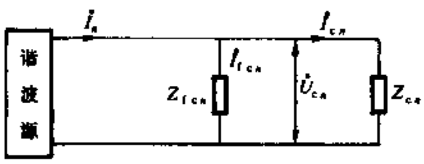


图 14-28 系统等值谐波阻抗示意图

1）单调谐滤波器参数选择。据前面介绍的内容可以得到最大的 n 次谐波源电流 $\dot{I}_n$，典型的系统谐波阻抗 Z_{cn}和流入系统的允许 n 次谐波电流 $\dot{I}_{cn}$，可得到系统等值谐波阻抗示意图如图 14-28 所示。

从图 14-28 中可知，滤波器阻抗与系统阻抗并联，由规定的最大 $\dot{I}_{cn}$可以得出

$$Z_{n\Sigma\max}=\frac{|\dot{I}_{cn}||Z_{cn}|}{\dot{I}_n}=\frac{\dot{U}_{cn}}{\dot{I}_n} \tag{14-61}$$

式中 $Z_{n\Sigma\max}$——滤波器与系统阻抗并联后的总阻抗最大值；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

Z_{cn}——系统谐波阻抗；

$\dot{I}_{cn}$——流入系统的允许 n 次谐波电流；

$\dot{U}_{cn}$——系统谐波电压允许值；

I_n——谐波源的最大 n 次谐波电流。

当滤波器调谐到 n 次谐振 $nwL=\frac{1}{nwC}$，并考虑到系统中存在频率偏差，滤波器容抗与感抗不能全部抵消，经推导滤波器阻抗 Z_{fcn} 与其电阻和等值频率失谐度 δ 及滤波器的品质因数 q_{fc} 有下列关系

$$Z_{fcn} = R_{fcn}(1 + j2\delta q_{fc}) \tag{14-62}$$

式中 Z_{fcn}——滤波器阻抗，$Z_{fcn}=R_{fcn}+j\left(nw_1L_1-\frac{1}{nw_1C}\right)$；

R_{fcn}——滤波器电阻；

δ——等值频率失谐度，$\delta=\frac{w-w_1}{w_1}$；

w_1——额定工频角频率；

w——实际的工频角频率；

q_{fc}——滤波器的品质因数，$q_{fc}=\sqrt{\frac{L}{C}}/R_{fcn}$。

在用计算机进行的实用计算中，可先指定 q_{fc} 值（例如 20，30，50，60，70，100 等），再假定 R_{fcn} 为 Z_{fcn} 的 10 倍作为求解的上限，零为下限值，按式（14-62）逐步递减，依次求得各个 δ 时的 Z_{fcn} 值，使它与 Z_{cn} 并联后的电抗 $Z_{n\Sigma}=\left|\frac{Z_{fcn}-Z_{cn}}{Z_{fcn}+Z_{cn}}\right|$ 满足 $Z_{n\Sigma}<Z_{n\Sigma max}$，求出这一点后，再将步长 K 和 $K+1$ 再分为 10 段，重复上述计算，一直到较精确求得最大阻抗和一组 q_{fc} 值。

2）滤波电容器参数初步选择。

滤波器的主要部分是电容器，它的基本参数有额定电压 U_{Ce}、额定容量 Q_{Ce} 和基波容抗 x_{fc1}。

滤波电容器参数选择时一般假定：①谐波源电流不放大，即电容器和系统的等值感抗并联，不发生谐波电流放大；②滤波器呈理想的全谐振状态，全部谐波源电流流入滤波器；③电容器中只通过基波电流和本次谐波电流。

由于电容器除了承受基波电压外，还承受谐波电压，需要从保证电容器过电压要求、过电流发热要求和容量平衡要求，计算电容器容量。

按保证电容器过电压要求选择电容器参数为

$$Q_{ce} = \frac{3U_{Ce}^2 I_n}{DFU_n U_1 n q_{fc}} \tag{14-63}$$

式中 U_{ce}——电容器额定电压；

Q_{ce}——电容器额定容量；

I_n——谐波源电流；

DFU_n——n 次谐波电压正弦波畸变率；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

n——高次谐波谐波次数；

q_{fc}——滤波器品质因数；

U_1——接滤波器母线的电压。

按滤波器发热选择，我国规定电容器过电流系数为1.3，按过电流选择的Q_{ce}公式为

$$Q_{Ce}=\frac{3U_{Ce}^2I_n}{\sqrt{1.69U_{Ce}^2-\left(\frac{n^2}{n^2-1}U_{1max}\right)^2}} \tag{14-64}$$

式中 U_{1max}——最高运行电压（接滤波器的母线）；

其他符号意义同前。

按容量平衡校验时有

$$Q_{Ce}=\frac{3U_{Ce}^2I_n}{\sqrt{n}\sqrt{U_{Ce}^2-\left(\frac{n^2}{n^2-1}U_{1max}^2\right)}} \tag{14-65}$$

式中符号意义同前。

根据式（14-63）～式（14-65）求得Q_{Ce}，取最大值作为n次单调谐滤波电容器安装容量的下限。

以上只是初步确定滤波电容器的参数，对于串联电抗器，相应的参数为

$$x_{L1}=\frac{x_{fc1}}{n^2} \tag{14-66}$$

式中 x_{L1}——串联电抗器正序参数；

n——谐波次数。

$$I_{L1}=1.3\times\frac{Q_{Ce}}{3U_{Ce}} \tag{14-67}$$

式中 I_{L1}——通过电抗器的电流；

Q_{Ce}——电容器的额定容量；

U_{Ce}——电容器的额定电压。

第四节 重合闸的应用对大容量汽轮发电机的影响

一、问题的起因

70年代初，美国内华达州莫哈夫（Mohave）电厂在相同的工况下先后两次出现电力系统次同步谐振所导致的汽轮发电机组轴系严重损坏事故，受损机组容量为790MW（双轴）。此外，在美国的其他地区及前联邦德国也发生过大型汽轮发电机组轴系损坏或大量汽轮机叶片叶根断裂的事故。

我国近年来也发生过多起轴系损坏甚至断裂的严重事故。属大型机组的有：1984年神头电厂3号机组（苏制200MW），朝阳电厂1号机组（国产200MW）；1985年大同电厂2号机组（国产200MW）和1988年2月秦岭电厂5号机组（国产200MW）等。此外，50MW

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

机组也有轴系严重损坏的情况。

这是电力系统发展到大机组、大电网时期出现的新问题，引起了国际、国内电工界的极大关注，研究工作，国外从70年代开始，国内则从80年代起步。

1989年3月，能源部有关司局和中国电力企业联合会科技工作部在北京联合召开了“大电网与大机组技术政策研讨会。”这次会议中讨论的大电网与大机组的相互影响是我国80年代进入到高电压、大电网、大机组发展阶段中的重要问题。会议认为应充分注意到它们之间的相互影响，以防止造成严重的大机组损坏事故及全网大停电事故。

二、三相和单相重合闸的应用对大容量汽轮发电机轴系扭振的影响与分析

我国的220kV及以上电压电网还比较薄弱，为了提高电力系统的暂态稳定性，许多发电厂的送出输电线上采用了单相重合闸装置。众所周知，作用于发电机转子上的电磁扭矩是造成汽轮发电机轴高应力荷载的原因。在稳定运行过程中，轴系在旋转方向受到汽轮机转子的驱动力矩的作用，而在相反的方向同时又受到发电机电磁扭矩的反作用，在汽轮机总力矩和电磁扭矩之间保持着平衡关系，作用于轴段的扭矩相当于在该区域传递的有效功率。

发生扰动时，在汽轮机驱动力矩和发电机反力矩之间便失去平衡，它引起转速变化，并随汽轮机和发电机之间旋转力矩差的迅速变化，造成轴的扭振。

由于近年来电网中汽轮发电机的单机容量迅速增大，国外目前发电厂的单机容量已达600～1300MW，我国目前已投产或正在建设的大型火电厂的单机容量也已达600MW。制造厂为节省材料、降低成本，这类大型汽轮发电机的功率密度（MVA/m^3）比以往的发电机高，因而额定旋转转矩以及故障时的发电机电磁转矩对联轴节、转子轴和定子端部绕组产生的应力也大得多。功率密度大主要是由于电流密度较大，因而发电机的电抗明显增大，汽轮发电机的动态稳定问题显得很突出，而与功率相关的汽轮发电机的转动惯量相对地变得越来越小。

对于电网稳定运行来说，短路通常是最严重的故障。特别是当发电厂近区发生三相短路故障时，汽轮发电机的功率会很敏感地突然失去平衡，转子摆动很大，最后发电机的稳定运行遭到破坏。这是因为在仅有的短暂时间内，汽轮发电机的调节系统不可能调整好突然发生的原动机机械功率与发电机电功率的不平衡。

电网保护的任务是在于迅速而有选择性地切除短路，如果是瞬时性故障，经短暂时间消除后，断路器进行自动合闸，一般来说，由于电网内瞬时性故障的机率很大（占80%～90%），因而重合闸后能很快恢复电网的正常运行，从而提高了电网供电的可靠性；如果故障系永久性的，重合闸不成功，经短暂时间后，断路器将再次跳闸。对永久性故障而言，无论是采用三相重合闸或是单相重合闸、整个过程将对轴系相继产生4次冲击：

1）第一次冲击，单相或三相短路；

2）第二次冲击，单相或三相第一次切除；

3）第三次冲击，单相或三相重合闸；

4）第四次冲击，单相或三相第二次切除。

由于三相短路引起的汽轮发电机电磁功率与机械功率的不平衡大大超过单相短路，因此，对汽轮发电机组轴系的扭振及损坏程度，三相重合闸要比单相重合闸严重得多。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

三、大容量汽轮发电机轴系机械扭矩应力分布

当发电厂近区发生三相或单相短路故障，输电线路采用自动重合闸装置时，汽轮发电机轴系上将受到机械扭矩应力，该应力在轴系上的分布与电网故障形态、切除故障时间，汽轮发电机的结构，轴系材料、尺寸及加工工艺等因素有关。计算轴和联轴节应力的分布曲线后，再与已有的设计及材料参数对照便可很容易地看到哪一部分轴或联轴节的应力最大，这一部分轴或联轴节对汽轮发电机组承载能力起决定作用。然后可对这一部分轴段画出持久强度曲线图，它给出了在脉动扭矩 Δm_{ti} 作用下的最大允许扰动次数 z_i，在经受具有 Δm_{ti} 脉动扭矩的 z_i 扰动后，该轴段的寿命将被耗竭，如再发生扰动，则将产生裂纹。当前后发生多次扰动，且具有不同的脉动扭矩 Δm_{t1}，Δm_{t2}，…，Δm_{tn}时，那么这些扰动便以不同方式参与了使轴寿命降低的作用。根据持久强度曲线，每种单个扰动允许出现 z_1，z_2，…，z_n 次。但是，如果这些扰动均以 z_1，z_2，…，z_n 的频率先后出现，则可按下列累加公式评价寿命

$$\sum_{1}^{n} z_i/z_i \begin{cases} <1 & \text{仍有寿命裕量} \\ =1 & \text{已达到寿命} \\ >1 & \text{已超出寿命，可能出现损伤} \end{cases}$$

图 14-29 为某大型汽轮发电机组在不同扰动工况下各轴段的扭矩分布。

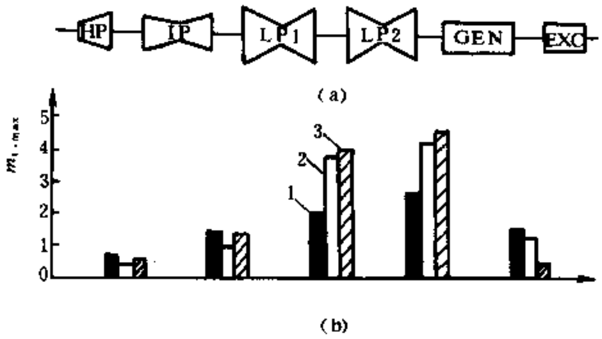


图 14-29　在不同扰动工况下大功率汽轮发电机组各轴段的扭矩分布

(a) 汽轮发电机组；(b) 在各联轴节处的扭矩

1—二相出口短路；2—不同相位 ($\delta=120°$) 同步；3—电厂附近电网三相短路切除后，电压恢复时，$t_s=150$ms

图 14-30 为考虑材料疲劳的条件下，某大型汽轮发电机组的载荷曲线。

四、几种用来计算轴系扭振的程序

70 年代为研究大扰动引起的机网耦合动态过程，北美和西欧开发了相应的计算机程序。从目前收集到的资料看，北美主要利用有影响的“电磁暂态程序 (EMTP)”，有关的主要文献有：①Brandwajn 的论文 (1976 年)，题目是“发电机模型与电磁暂态的接口”。②美国 PG&E 和 SCE 两家公司合作，将详细的发电机模型、Park 方程与 EMTP 接口，成功地开发了网机暂态相互作用的仿真程序，工作始于 1974 年，论文发表于 1978 年。该文介绍，利用 EMTP 程序，该仿真程序不仅是一个被广泛应用、反映当代水平的程序，且可用来计算大机组的轴系扭振问题。该程序是一个双向的 (Bilateral) 而不是单向的 (Unitateral) 程序，意味着可对发电机方程与网络方程联立求解，而不是分两阶段计算 (先计算网络的动态过程，然后再计算轴系的动态过程)。③1975 年在 PICA 论文集上介绍了与 GE 公司有关的 MANTRAP 程序 (机网暂态程序)，该程序也是利用 EMTP 程序。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

此外，西欧也抓紧这方面程序的开发工作，西门子公司于1972年开发了NETOMAC程序。这一程序原先用于进行内容众多的稳定分析，后来扩展成可以研究汽轮机—发电机轴系与电力系统的相互作用，进行轴系扭振分析计算的程序。

我国于80年代从北美引进了EMTP程序，1986年电力科学研究院与华东电力设计院合作，对安徽省平圩电厂600MW机组（引进美国西屋公司技术制造的）进行了轴系疲劳寿命影响的研究，计算程序即为EMTP程序。

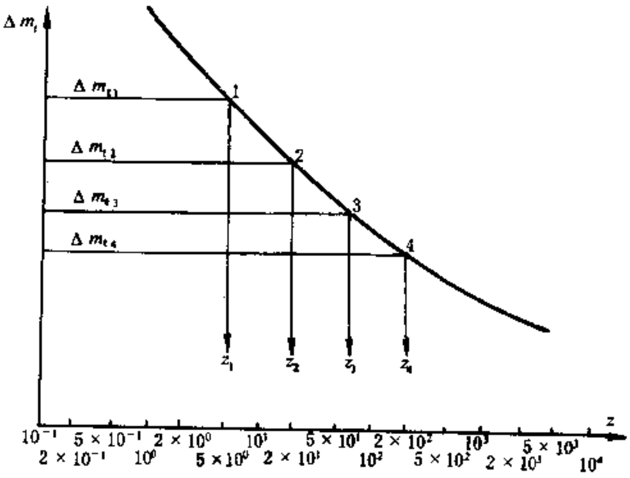


图 14-30 在考虑到材料疲劳的条件下大功率汽轮发电机组的载荷曲线

1—电厂附近电网三相短路在小于200ms切除后电压恢复时；2—不同相位（$\delta=90°\sim120°$）同步；3—电厂附近电网三相短路在小于90ms切除后电压恢复时；4—二相出口短路

近年来国内许多高校和科研设计单位对大机组的轴系扭振方面也开展了大量的研究工作，由上海交通大学，华东电力设计院、上海电机厂共同研制的电力系统机—网相互作用数字仿真程序（Machine and Network Digital Simulation Program，缩写为MANDISP），目前已通过国内专家的鉴定。该程序主要用来研究大机组的扭振问题，在计算速度上要比用EMTP程序快得多，预计不久该程序即可投入工程实际使用。

五、轴系扭振计算中需考虑的因素及所需参数

在进行轴系扭振计算中，由于要考虑电网和机组间的相互作用及影响，因此，必须把电网和机组两方面的情况结合起来才能进行较正确的计算。也就是说，对某一大机组的轴系扭振计算，必须先要知道电网的情况，如电网结构，电源分布及各电源与电网的连接方式，所研究的大机组在电网中的位置，该机组与电网的连接方式及投产后可能出现的各种运行方式等；另外，从电网运行来说对所研究的大机组是否有快速励磁、快关等提高稳定措施方面的要求，在线路发生故障时，采用重合闸的类型、重合闸的时间、断路器动作的分散性等也是需要掌握的情况。计算时电网部分所需的参数与进行电网暂态稳定计算所需的参数基本相同；机组部分所需参数则主要有轴系的尺寸与质量分布，轴系应力有关参数，如各轴系段的拉伸屈服极限、剪切屈服极限，以及扭振应力与疲劳寿命消耗的关系曲线（即S-N曲线，该曲线是在实际试验以及理论分析的基础上作出的特定条件下某种材料的交变应力峰值与以周期数表示的疲劳寿命之间的关系曲线）。

综合上述，影响轴系寿命损耗的因素是多方面的，只有通过具体工程进行计算，才能得出较正确的结果。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十五章　经济比较方法

编者　肖文涛　　审者　郑源泰

第一节　概　　述

一、经济比较的意义

经济比较是工程设计中项目或方案经济评价的一个组成部分，而且往往是通过经济比较对方案进行筛选后，将其优选方案再进行国民经济评价、财务评价及不确定性分析。电力系统规划设计中经济评价应用得最为广泛的是方案经济比较。

电力系统规划设计的成果是电力发展决策部门批准电力建设方案的依据或重要参考资料。为确定某一规划设计方案或一个电力建设工程项目，除了分析该方案或工程项目是否在技术上先进、可靠和适用外，还得要分析该方案或工程项目在经济上是否合理。只有技术和经济两个方面都合理后，该方案或工程项目才能实施。所以电力系统规划设计的方案经济比较（或经济评价）是电力建设项目决策科学化、民主化，减少和避免决策失误，提高电力建设经济效益的重要手段，电力系统规划设计必须重视经济比较评价工作。

二、经济比较评价的原则

电力系统规划设计中经济比较评价的原则是：

1）技术上可行；

2）从国家整体利益出发，不带主观偏见，不迁就照顾人情；

3）符合我国能源和电力建设方针政策；

4）按社会主义市场经济规律办事，符合改革开放政策；

5）符合集资办电、统一规划、统一调度、省为实体的电力管理体制精神。

三、经济比较评价的注意事项

经济比较评价要注意的事项是：

1）电力系统规划设计工作需进行经济比较评价的内容多种多样，经济比较或评价的方法也有多种，应从实际需要出发，选用适合的经济比较或评价方法；

2）方案应有可比性，如生产能力或产量不同的方案或项目，应设法使方案不同部分等同后再比较；

3）一般应考虑时间因素，按动态法比较分析，以静态指标进行辅助分析，对工期较短或较小型的项目，也可按静态法比较分析；

4）电力建设的投资渠道多，贷款利率也各不相同，如涉及投资渠道和贷款利率均比较明确的电力建设工程方案比较时，应考虑建设期投资贷款利息和生产期流动资金贷款利息对方案的经济影响；

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

5）经济比较或评价的内容应完整，不漏项；

6）采用的基础资料和数据应正确无误；

7）各方案需用同一时间的价格指标；

8）当方案涉及到相关的煤炭、水利或交通运输部门的费用和效益时，应分析其影响；

9）某些方案若涉及社会效益而又难以用经济指标表达时，宜将社会效益作为经济比较的辅助材料同时列出；

10）要对可变因素加以分析；

11）方案比较时，一般可按现价格进行，但若某些材料（如煤炭等）在项目费用中占比重较大，而价格又明显不合理，可能影响方案确定时，应采用其影子价格；

12）经济比较或评价方法只是一种科学手段，不能代替设计人员的分析和判断，所以要求设计者应多做方案，多调查研究，对计算所采用的参变数要慎重研究，对具体项目必须作具体分析。

四、不同经济评价方法的含义与差别

经济评价内容包括财务评价、国民经济评价、不确定性分析和方案比较四个方面。

财务评价是从企业角度根据国家现行财税制度和现行价格，分析测算项目的效益和费用，考察项目的获利能力、清偿能力及外汇效果等财务状况，以判别建设项目财务上的可行性。

国民经济评价是从国家整体角度考察项目的效益和费用，计算分析项目给国民经济带来的净效益，评价项目经济上的合理性。

财务评价和国民经济评价都是以国家规定的效益指标为基础作比较，并不要求多个项目相互比较。二者的相互关系是以国民经济评价为主，当二者分析结论相矛盾时，项目及方案的取舍取决于国民经济评价结果。某些国计民生急需项目，国民经济评价可行，财务评价认为不可行时，可向国家和主管项目的领导部门提出经济上的优惠措施建议，使项目有财务上的生存能力。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

方案比较主要用于多方案筛选，排列出不同方案经济上的优劣顺序，不是最优方案不等于财务评价和国民经济评价是不可行的方案；同样，经济比较筛选出的最优方案，也可能财务评价和国民经济评价不可行。方案比较可以计算比较方案的不同部分，因而只计算各方案的部分费用，可根据设计项目的实际情况选用适宜的比较方法，而财务评价和国民经济评价必须严格计算规定的各项指标。

方案比较常用的方法有：最小费用法、净现值法、内部收益率法，折返年限法等，每种方法又可演化出不同表达式。

第二节 最小费用法

最小费用法是电力系统规划设计经济分析应用较普遍的方法，适用于比较效益相同的方案或效益基本相同但难以具体估算的方案。最小费用法有如下不同表达方式。

一、费用现值比较法（简称现值比较法）

该方法是将各方案基本建设期和生产运行期的全部支出费用均折算至计算期的第一年，现值低的方案是可取的方案。通用表达式为

$$P_w = \sum_{t=1}^{n}(I + C' - S_v - W)_t(1 + i)^{-t} \tag{15-1}$$

式中 P_w——费用现值；

I——全部投资（包括固定资产投资和流动资金）；

C'——年经营总成本；

S_v——计算期末回收固定资产余值；

W——计算期末回收流动资金；

i——电力工业基准收益率或折现率；

n——计算期；

$(1+i)^{-t}$——折现系数。

在实际工作中，也有按式（15-1）演化为终值费用或工程建成年计算费用进行比较的。终值费用法只需将式（15-1）中的折现系数改为终值系数即可（折现系数与终值系数互为倒数）。工程建成年费用是将建设期的投资及运营费等按终值费用法折算到建成年；生产运行期的支出费用和计算期末回收的固定资产余值与流动资金按折现法折算到建成年。终值费用法计算出的数据庞大，工程建成年费用计算较为麻烦，费用现值法比较简单。

二、计算期不同的现值费用比较法

电力系统规划设计中，如参加比较的各方案计算期不同（如水、火电源方案比较），则不能简单地按式（15-1）计算不同方案的现值费用。一般可按各方案中计算期最短的计算，其表达式为

$$P_{w1} = \sum_{t=1}^{n_1}(I_1 + C'_1 - S_{v1} - w_1)_t(1 + i)^{-t} \tag{15-2}$$

$$P_{w2} = \left[\sum_{t=1}^{n_2}(I_2 + C'_2 - S_{v2} - w_2)_t(1 + i)^{-t}\right]\left(\frac{i(1 + i)^{n_2}}{(1 + i)^{n_2} - 1}\right)\left(\frac{(1 + i)^{n_1} - 1}{i(1 + i)^{n_1}}\right) \tag{15-3}$$

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

式中 I_1、I_2——分别为第一、二方案的投资；

C'_1、C'_2——分别为第一、二方案的年运营总成本；

S_{v1}、S_{v2}——分别为第一、二方案回收的固定资产余值；

w_1、w_2——分别为第一、二方案回收的流动资金；

n_1、n_2——分别为第一、二方案的计算期（$n_2>n_1$）；

$\dfrac{i(1+i)^{n_2}}{(1+i)^{n_2}-1}$——第二方案的资金回收系数；

$\dfrac{(1+i)^{n_1}-1}{i(1+i)^{n_1}}$——第一方案的年金现值系数。

三、年费用比较法

年费用比较法是将参加比较的诸方案计算期的全部支出费用折算成等额年费用后进行比较，年费用低的方案为经济上优越方案。计算期不同的方案宜采用年费用法。计算方法只是将式（15-1）的费用现值再乘以资金回收系数，通用的年费用表达式为

$$AC=\sum_{t=1}^{n}(I+C'-S_v-w)_t(1+i)^{-t}\left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right) \tag{15-4}$$

式中 $\left[\dfrac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right]$——资金回收系数；

其余符号的含义同式（15-1）。

式（15-4）为国家计委颁布。原电力工业部颁发的“电力工程经济分析暂行条例”的年费用计算方法见式（15-5）（为了便于对比，含义相同的代表符号均采用国家计委颁布的统一符号）。

$$AC_m=I_m\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right]+C'_m \tag{15-5}$$

式中 AC_m——折算到工程建成年的年费用；

I_m——折算到工程建成年的总投资；

C'_m——折算到工程建成年的运营成本；

其余符号含义同式（15-1）。

将式（15-5）展开后的全面计算式为

$$AC_m=\left\{\sum_{t=1}^{m}I_t(1+i)^{m-t}+\left[\sum_{t=t'}^{m}C'_t(1+i)^{m-t}+\sum_{t=m+1}^{m+n}C'_t\frac{1}{(1+i)^{t-m}}\right]\right\}\times\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1} \tag{15-6}$$

式中 I_t——施工期逐年投资；

C'_t——逐年运营费；

m——施工期；

n——生产运行期；

t'——开始投产年；

$m+n$——施工加生产运行期；

其余符号含义如图 15-1 所示。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

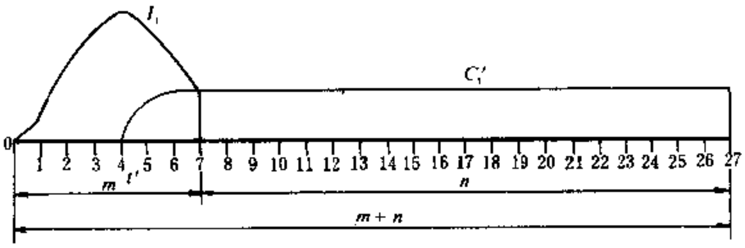


图 15-1 投资及运营费流程图

对比式（15-4）和式（15-6）可知，式（15-4）是将全部支出费用折算至现值后再折算为年费用，而且考虑了固定资产余值和流动资金的回收；式（15-6）是将全部支出费用折算至工程建成年后再折算为年费用，未表达出固定资产余值和流动资金两项费用的处理。

第三节 净 现 值 法

采用净现值法比较，如果诸方案投资相同，净现值大的方案为经济占优势方案；若诸方案投资不同，需进一步用净现值率来衡量。净现值是用折现率将项目计算期内各年的净效益折算到工程建设初期的现值之和。净现值率是反映该工程项目的单位投资取得的效益的相对指标，它是净效益现值与投资现值之比。净现值法要求计算比较项目的投入与产出效益的全部费用，因而比较项目都需具备较准确的经济评价用原始参数。它适用于项目决策的最后评估。其计算表达式为

$$ENPV = \sum_{t=1}^{n}(CI - CO)_t(1 + i)^{-t} \tag{15-7}$$

$$ENPVR = ENPV/I_p \tag{15-8}$$

式中 $ENPV$——净现值；

$ENPVR$——净现值率；

CI——现金流入量；

CO——现金流出量；

$(CI-CO)_t$——第 t 年的净现金流量；

I_p——投资净现值；

其余符号含义同前。

净现值法又分经济净现值法和财务净现值法，计算项目不尽相同，二者比较见表 15-1。

表 15-1 经济净现值法与财务净现值法计算项目比较

计算项目	经济净现值法	财务净现值法	计算项目	经济净现值法	财务净现值法
一、现金流入			二、现金流出		
1. 产品销售收入	计 算	计 算	1. 固定资产投资	计 算	计 算
2. 回收固定资产余值	计 算	计 算	2. 流动资金	计 算	计 算
3. 回收流动资金	计 算	计 算	3. 经营成本	计 算	计 算
4. 项目外部效益	计 算	不计算	4. 销售税金	不计算	计 算

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续表

计算项目	经济净现值法	财务净现值法	计算项目	经济净现值法	财务净现值法
5. 技术转让费	计 算	计 算	7. 营业外净支出	不计算	计 算
6. 资源税	不计算	计 算	8. 项目外部费用	计 算	不计算

第四节 内部收益率法和差额投资内部收益率法

内部收益率是反映项目对国民经济贡献的相对指标，是使项目计算期内的经济或财务净现值累计等于零的折现率。方案比较时可用内部收益率法，也可用差额投资内部收益率法。

一、内部收益率法

内部收益率法，要先计算各比较方案的内部收益率，然后再相互比较，内部收益率大的方案为经济上占优势方案。但各比较方案的内部收益率均应大于电力工业投资基准收益率，因为低于电力工业投资基准收益率的方案，本身就是经济上不能成立的方案。内部收益率的计算表达式为

$$\sum_{t=1}^{n}(CI-CO)_t(1+i)^{-t}=0 \tag{15-9}$$

式中各符号的含义同式（15-7）。内部收益率采用试差法求得。

二、差额投资内部收益率法

差额投资内部收益率法是由式（15-9）演化得来，其表达式为

$$\sum_{t=1}^{n}[(CI-CO)_2-(CI-CO)_1]_t(1+\Delta IRR)^{-t}=0 \tag{15-10}$$

式中 $(CI-CO)_2$——投资大的方案净现金流量；

$(CI-CO)_1$——投资小的方案净现金流量；

ΔIRR——差额投资内部收益率。

差额投资内部收益率用试差法求得，当大于或等于电力工业投资基准收益率或社会折现率时，投资大的方案较优；小于电力工业投资基准收益率或社会折现率时，投资小的方案较优。

第五节 折返年限法及相关计算法

折返年限法即国家计委颁布的《建设项目经济评价方法与参数》中的静态差额投资回收期法。该方法的优点是计算简单，资料要求少。缺点是以无偿占有国家投资为出发点，未考虑时间因素，无法计算推迟投资效果，投资发生于施工期，运行费发生于投资后，在时间上未统一起来；仅计算回收年限，未考虑投资比例多少，未考虑固定资产残值；多方案比较一次无法算出。但由于计算简单，电力系统规划设计中简单方案比较还可采用。折返年限法的计算表达式是

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$P_a = \frac{I_2 - I_1}{C'_1 - C'_2} \tag{15-11}$$

式中 P_a——静态差额投资回收期（折返年限）；

I_1、I_2——分别为两个比较方案的投资；

C'_1、C'_2——分别为两个比较方案的运行费。

如果比较方案的产量不同，可按式（15-11）用产品单位投资和单位成本进行比较。

式（15-11）亦可演化成式（15-12）用于计算，该方法称之为静态差额投资收益率 R_a，其表达式为

$$R_a = \frac{C'_1 - C'_2}{I_2 - I_1} \tag{15-12}$$

式（15-11）计算的折返年限低于电力工业基准回收年限和式（15-12）计算的差额投资收益率大于电力工业基准收益率的方案为经济上优越方案。

将式（15-12）按不等式计算，其表达式为

$$\frac{C'_1 - C'_2}{I_2 - I_1} > i \tag{15-13}$$

式（15-13）还可变换为

$$C'_1 + iI_1 > C'_2 + iI_2 \tag{15-14}$$

从式（15-14）看出，折算费用最小的方案为经济上最优的方案。式中 i 为电力工业投资基准收益率（或称投资效果系数）。

第六节　财务评价方法简介

财务评价以财务内部收益率、投资回收期和固定资产投资借款偿还期作为主要评价指标。

一、财务内部收益率（FIRR）

财务内部收益率的计算表达式与式（15-9）相同，只是将式中 i 换成 $FIRR$。该式现金流入、流出的计算项目按财务评价规定的计算项目核算。当 $FIRR \geqslant i$（电力工业基准收益率）时，应认为项目在财务上是可行的。

二、投资回收期

投资回收期，又称投资返本年限，是该项目或方案的净收益抵偿全部投资（包括固定资产和流动资金）所需时间。投资回收期自工程开始年算起，按年表示的表达式为

$$\sum_{t=1}^{P_t}(CI - CO)_t = 0 \tag{15-15}$$

财务内部收益率和投资回收期可由财务现金流量表推算出。该表中投资回收期表达式为

$$P_t = P_m - 1 + \frac{C_{sLj}}{C_{dj}} \tag{15-16}$$

式中 P_t——计算投资回收期（以年数表示）；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

P_{tn}——累计净现金流量开始出现正值的年份数；

C_{sLj}——上年累计净现金流量的绝对值；

C_{dj}——当年净现金流量。

将 P_t 与电力工业投资基准回收期 P_c 相比较，当 $P_t \leqslant P_c$ 时，应认为在财务上是可行的。财务现金流量表格与计算项目参见有关规定。

三、固定资产投资借款偿还期 P_d

借款偿还期是指在国家财政规定及项目具体财务条件下，项目投产后可用作还款的利润、折旧及其他收益额偿还固定资产投资借款本金和利息所需时间。其表达式为

$$I_d = \sum_{t=1}^{P_d}(R_p + D' + R_0 - R_r)_t \tag{15-17}$$

式中 I_d——固定资产投资借款本金与利息之和；

P_d——借款偿还期（从建设开始年算起，若从投产年算起应注明）；

R_p——年利润总额；

D'——年可用作偿还借款的折旧；

R_0——年可用作偿还借款的其他收益；

R_r——还款期间企业留利；

$(R_p+D'+R_0-R_r)_t$——第 t 年可用作还款的收益额。

借款偿还期可由财务平衡表直接推算出，以年表示。计算表达式为

$$P_d = P_{dy} - 1 + \frac{R_{dj}}{R_{dsj}} \tag{15-18}$$

式中 P_{dy}——借款偿还后开始出现盈余的年份数；

R_{dj}——当年应偿还金额；

R_{dsj}——当年可用作还款的收益额。

财务评价还有一系列辅助指标，请参看有关规定，本手册不详细列出。

第七节 国民经济评价方法简介

国民经济评价以经济内部收益率为主要评价指标。根据项目特点和实际需要，可计算经济净现值和经济净现值率等指标。数学表达形式与财务评价数学表达形式完全相同，只是代表符号不同。当然更深一步的原因是价格体系与计算范围也不同。

一、经济内部收益率

经济内部收益率反映项目对国民经济的相对贡献。它是使项目计算期内的经济净现值累计等于零时的折现率，计算出的经济内部收益率大于或等于社会折现率的项目认为是可考虑接受的。其计算表达式为

$$\sum_{t=1}^{n}(CI - CO)_t(1 + EIRR)^{-t} = 0 \tag{15-19}$$

式中 $EIRR$——经济内部收益率；

CI——现金流入量；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

CO——现金流出量；

n——计算期；

$(CI-CO)_t$——第 t 年净现金流量。

二、经济净现值

经济净现值是反映项目对国民经济所作贡献的绝对指标。它是用社会折现率将项目计算期内各年的净效益折算到建设起点的现值之和。当经济净现值大于零时表示该项目是可以接受的。其计算表达式为

$$ENPV = \sum_{t=1}^{n}(CI - CO)_t(1 + i_s)^{-t} \tag{15-20}$$

式中 $ENPV$——经济净现值；

i_s——社会折现率；

其余符号同式（15-19）。

三、经济净现值率

经济净现值率用于方案比较，当各方案投资不同时用经济净现值率表示。表达式为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

补齐。

(2) 比较内容应包括水、火电厂本体部分（环保、淹没损失赔偿也应计入）、电网差异部分、交通运输的不同部分，能源建设的差异部分（火电厂要考虑煤矿建设）和综合效益的差别。

(3) 比较方法要考虑投资时间因素、建设期的贷款利息、水电和火电的不同使用寿命等差异。

四、不同水电厂开发方案

(1) 比较条件应是设计水平年内逐年最大负荷的供电出力和逐年供电量相同；

(2) 比较内容应包括不同方案的发电厂本体（包括环保和淹没赔偿）、不同电厂的电网建设和综合效益。

(3) 比较方法要考虑投资时间因素和建设期贷款利息。

五、电源已定的不同网架方案比较

(1) 比较条件应是供电能力相同（包括稳定运行水平、电压水平、可靠性等）；

(2) 比较内容应包括不同网架方案的送变电本体、电能损失和无功补偿费用；

(3) 比较方法要考虑不同方案的过渡期的电网建设差异的影响，还应考虑投资时间因素和建设期的贷款利息。

六、联网方案比较

(1) 比较条件应是设计水平年内逐年供电电力和电量相同。

(2) 分析联网效益的内容有错峰效益、节约备用效益、提高水电出力的效益、补偿调节效益、减少弃水效益、改善运行方式节能效益、提高可靠性效益等。

(3) 比较内容应包括联网和不联网发电厂建设与运营费的差别、电网建设与运营费的差别（包括送变电本体、电能损失、无功补偿）、一次能源开发和生产的差别、交通运输的差别等。

(4) 比较方法应考虑时间因素和建设期贷款利息，还宜对联网本体工程进行财务分析。

七、输煤送电方案比较

(1) 比较方案应当具备的条件是煤源相同、供电出力和供电量相同、发电厂主设备基本相同。

(2) 比较内容包括电厂本体费用的差异、送电网络费用的差异、输煤费用的差异、因送电而实现联网还应计算联网效益。

(3) 比较方法要考虑建设期贷款利息和时间因素。

附录 15-1 方案比较有关问题的计算

电力系统规划设计中方案比较内容较多，计算深度各不相同，但有一个共同特点，即不象工程可行性研究或工程设计那样按工艺系统或设备清单逐项进行精细计算，也没有兄弟专业给提供工程量、设备清单和材料消耗量或方案比较所需要的各项费用，而是靠电力

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

系统规划设计专业自身利用类似的工程历史资料再结合市场价格体系，进行综合分析研究提出适合比较方案所需要的经济指标。由于市场经济的发展，今后物价不可能长期稳定在同一个水平上，故电力系统规划设计用的经济指标也要定期调整。下面一些材料是参考有关规定或资料加以整理得来的，仅供电力系统规划设计分析经济指标参考。

一、投资估算用资料

（一）火力发电厂

火力发电厂一般可按单位千瓦投资估算。我国现阶段若以 20 万 kW 机组的投资为基准值，则不同容量单台凝汽机组投资比例关系如附表 15-1。在单机和机型相同的条件下，以新建 2 台机组的投资为 100%，扩建 2 台机的投资变化情况如附表 15-2。若以一类厂址（路口、坑口及沿江港口）的投资为 100%，二类厂址（沿海港口、西北与西南地质复杂地区、严寒地区）投资增长情况见附表 15-3。同样单机或机型，但电厂建在不同地区投资也有变化，这可参考有关材料，本文不再详细介绍。

附表 15-1　凝汽式火电厂不同单机容量投资比例表

单机容量　（万 kW）	10	20	30*	30**	30***	60
单位容量投资比（%）	—	100	103～105	111～113	118～120	117～120

附表 15-2　火电厂扩建投资比例表

单机容量　（万 kW）	10	20	30*	30**	30***	60
扩建两台机组投资比（%）	78～80	76～78.5	76～77	77～79	78～80	—

附表 15-3　二类厂址与一类厂址投资比例表

电厂规模　（万 kW）	4×10	4×20	4×30*	4×30**	4×30***	60
二类厂址投资比（%）	105～107	105～107	107～109	107～109	106～108	107～109

*　上海电机厂改进型机组。
**　东方电机厂机组。
***　引进型机组。

（二）水力发电厂

水力发电厂比较特殊，相同规模的水电厂，由于建厂条件不同，投资差别较大。电力系统规划设计过程若涉及水电厂建设方案比较，应尽可能请水电厂的设计部门提供比较电厂的估算投资。

（三）送电线路

送电线路的导线型号与分裂数均相同时，不同地形条件下的投资比例关系见附表 15-4。同导线而不同电压等级的投资比例关系见附表 15-5。同电压等级不同导线型号的投资变化关系见附表 15-6。

附表 15-4　同样导线不同地形的送电线路投资变化

地　　形	平　　地	丘　　陵	泥沼河网	一般山地	高山峻岭
投资比（%）	100	102～104	107～110	110～116	119～124

注　随送电线路电压等级增高，地形变化，投资增长幅度将加大。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 15-5　　同导线不同电压等级的送电线路投资变化(%)

电压 (kV)	110	220	330	500	750
单导线	100	112~115			
双分裂		100	114~116		
四分裂				100	127~130

附表 15-6　　同电压等级不同导线的送电线路投资变化 (%)

电压 (kV)	110	220	330	500	750
LGJ-120	60~61				
-150	71.9~72.6				
185	86.8~87.2				
LGJ-240	100				
LGJQ-300	114~114.7	100			
LGJQ-400		112~113			
LGJ-185×2		115~116			
LGJ-240×2		132~133			
LGJQ-300×2		155~157	100		
LGJQ-400×2		—	119~121		
LGJQ-300×4				100	
LGJQ-400×4				116.5~118.5	
LGJQ-500×4					100
LGJQ-600×4					109~110
LGJQ-700×4					119~121
LGJQ-400×5					102~103

导线和电压等级相同时，单回线与同塔双回线的投资比为 1∶1.8 左右；直流和交流投资相比约为 0.85∶1.0 左右。

(四) 变电设备

变电所投资可按单位千伏安估算投资，但误差较大，因为同样变电容量情况下，出线回路数和无功补偿设施不同，投资相差较大，特别是超高压和特高压误差更大，因此可按变电所构成的元件估算投资。以下资料供参考。

1. 变压器

220、330、500kV 变压器比价关系分别见附表 15-7～附表 15-9。

附表 15-7　　220kV 变压器比价关系

价格比 (%) 容量(MVA) / 型式	90	120	150	180	240	360
三相自耦变压器	100	111.2	124.1	—	—	
三相双绕组变压器	100	112.2	132.7	155.1	185.4	253.7
三相三绕组变压器	100	114.9	138.3	160	231.9	
自耦变压器/双绕组	82.9	82.2	77.6	—	—	
双绕组变压器/三绕组	87.2	85.2	83.9	84.6	—	
自耦变压器/三绕组	72.3	70	64.9	—	—	

注　无激励调压/有载调压变压器价格比约为 80%。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 15-8　　330kV 变压器比价关系

价格比（%）　容量(MVA) 型　式	150	180	240	360
三相自耦变压器	100	107.7	134.6	169
三相双绕组变压器	100	116.3	138.4	184
有载自耦调压变压器/双绕组	–	—	123.5	
无激励自耦调压变压器/双绕组	—	–	92.9	

附表 15-9　　500kV 变压器比价关系（国产设备）

价格比（%）　容量(MVA) 型　式	240	360	450	3×150	3×167	3×250	3×300
三相双绕组变压器	100	128～131	145～149				
单相自耦变压器					100	132～147	147～150
单相双绕组				100	·	130～135	155～160

2. 断路器

同型号、不同电压等级与同电压等级、不同型号断路器的投资比分别见附表 15-10～附表 15-11。

附表 15-10　　同型号、不同电压等级断路器的投资比(%)

电压等级（kV） 型　号	110	220	330	500
SW 型断路器	100	248～250		
SF_6 断路器（瓷柱式）	100	245～248	418～422	1235～1245
SF_6 断路器（罐式）	100	245～248	419～422	1235～1231
GIS	100	245～250	418～422	1237～1240

附表 15-11　　同电压等级不同型号断路器的投资比(%)

电压等级（kV） 型　号	110	220	330	500
SW 型断路器	54～56	54～56		
SF_6 断路器（瓷柱式）	100	100	100	100
SF_6 断路器（罐式）	110～112	110～112	110～112	111～112
GIS	164～165	164～165	164～165	164～165

3. 高压电抗器

同电压等级、不同容量高压电抗器的投资比见附表 15-12。

附表 15-12　　同电压等级、不同容量高压电抗器的投资比(%)

容量（Mvar） 电压等级（kV）	3×20	3×30	3×40	3×50	3×60	3×80	3×100
330	100	116～120	130～132				
500			100	106～107	116～120	131～137	159～159
750							

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

同容量不同电压等级高压电抗器的投资比约为

500kV 电抗器投资 /330kV 电抗器投资为 1.25

750kV 电抗器投资 /500kV 电抗器投资为 1.24

4. 低压电抗器

同电压等级、不同容量低压电抗器的投资比见附表 15-13。

附表 15-13　　同电压等级、不同容量低压电抗器的投资比(%)

容量 (Mvar) / 电压等级 (kV)	3×5	3×10	3×15	3×20
10	100	166~168	216~218	274~276
35	100	161~163	209~211	266~268

35kV 低压电抗器投资/10kV 相同容量低压电抗器投资约为 1.06。

5. 调相机单位 Mvar 的投资比

容量 (Mvar)	30	60	120
投资比 (%)	100	75~79	67~71

6. 晶闸管静止补偿器的投资比

容量 (Mvar)	±30	±60	±120
投资比 (%)	100	178~182	325~329

控制系统、通信、远动、辅助生产、福利建筑和其他工程费用的合计约占全变电所总投资的 30%~40%。

二、施工期的估算

(1) 火力发电厂的施工期可参考附表 15-14。全国划分为四类地区，一类地区施工期短，其余随类别的增高其相应施工期也加长。各类地区的划分是：一类地区包括长江流域及以南各省、市、自治区；二类地区包括京、津、冀、鲁、晋、秦、豫、甘；三类地区包括辽、吉、黑、宁、蒙、新、藏、甘肃西部、陕北、晋北、冀北；四类地区包括黑龙江北部、内蒙北部、青海西部、新疆北部。

附表 15-14　　火力发电厂施工期（月）

工程规模 (万 kW)	结构类型	新建工程		扩建工程	
		总工期	第一台发电工期	总工期	第一台发电工期
2×5	Ⅰ型	20~23.5	15~18.5	18~21.5	13~16.5
2×10	Ⅰ型	28~32	21~25	23~27	17~21
2×12.5	Ⅰ型	31~35	23~27	26~30	19~23
2×20	Ⅰ型	39~42.5	30~33.5	34~37.5	25~28.5
2×30	Ⅰ型	43.5~46.5	33~36	39~42.5	28.5~32
2×30	Ⅱ型	42~45	31.5~34.5	38~41	27.5~30.5
2×60	Ⅱ型	66~69.5	51~54.5	57~60	42~45
2×60	Ⅲ型	59~62.5	44~47.5	52~55	37~40

注　结构Ⅰ型，主厂房与锅炉架均为钢筋混凝土；结构Ⅱ型，主厂房为钢筋混凝土，炉架为钢结构；结构Ⅲ型，主厂房与锅炉架均为钢结构。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

（2）送电线路和大跨越施工期见附表 15-15 和附表 15-16。

附表 15-15　　送电线路施工期（月）

电压等级（kV） 长度（km）	110	220	330	500	±500
80 以下		11～15.5			
100 以下	9.5～13.5		14.5～20.5		
100 以上	10.5～15				
150 以下		13.5～19.5			
150 以上		15.5～23			
300 以下			20～31	24.5～38	
300 以上			25.5～37		
500 以下				29.5～47	
500 以上				32～51.5	
600 以下					27.5～43
600 以上					30.5～48

附表 15-16　　大跨越（1000m 以上）施工期（月）

电压等级（kV） 塔　型	220	330	500	±500
铁　塔	12	16	24	22
钢筋混凝土塔	16	22	30	28

三、建设期贷款利息的计算

按规定建设期的贷款利息计入投资作为固定资产的一部分。建设期发电厂从开工算起到第一台机组投入运行那年的年底为止，送变电从开工算起到第一期工程投产为止。国内贷款的建设期一般按年计算，国外贷款按签订的协议规定办法计算。进行方案比较时，国内每年的贷款均假定当年年中支用，因此当年贷款利息按季度半年计算，以后按全年计算。计息公式为

$$S_j = (P_{bl} + P_j \times 0.5)K_l \qquad (附\ 15\text{-}1)$$

式中　S_j——建设期每年应计利息；

P_{bl}——年初贷款本息累计；

P_j——当年贷款；

K_l——年贷款利率。

电力系统规划设计的方案比较是否计算贷款利息应视工程设计的目的与内容而定。如进行财务评价，必须计入贷款利息；进行国民经济评价，国内贷款和国内发行由私人购买的债券以及国外贷款均应计入利息。由于贷款渠道不同，利率也各不相同，还需在工程设计中视当时有关规定分别计算。

四、成本计算

按规定，发、供电成本包括内容如附表 15-17。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 15-17　　发、供电成本计算内容

计算项目	发电成本		供电成本	计算项目	发电成本		供电成本
	火电厂	水电厂			火电厂	水电厂	
1. 燃料费	√			5. 大修理费	√	√	√
2. 水费	√	√		6. 工资	√	√	√
3. 基本折旧	√	√	√	7. 福利基金	√	√	√
4. 材料费	√	√	√	8. 其他费用	√	√	√

（一）燃料费

燃料费计算表达式为

$$F_r = E \times k_{bm} \times 29.247 \div Q_{net,p} \times F_m \quad (附\ 15\text{-}2)$$

式中　F_r——燃料费；

E——发电量；

k_{bm}——标准煤耗；

29.274——标准煤发热量（$\times10^6$J/kg）；

$Q_{net,p}$——设计煤种定压低位发热量（$\times10^6$J/kg）；

F_m——设计煤种价。

F_m 的计算表达式为

$$F_m = (F_{ymk} + F_{wj} + F_y)(1 + k_{mys}) \quad (附\ 15\text{-}3)$$

式中　F_{ymk}——原煤出矿价；

F_{wj}——维修费；

F_y——运杂费；

k_{mys}——煤炭运输损耗率。

附表 15-18 为供电煤耗。发电标准煤耗可参考附表 15-18，需加上电厂的厂用电率折算。

附表 15-18　　火力发电厂标准供电煤耗 [(g/kW·h)]

单机容量（MW）	1990 年全国平均煤耗	国内设计平均煤耗	前苏联平均煤耗
6	700～800		
12～25	500～510		520（对应 25MW 机组）
50～100	391～429		420
125	382～386	355～358	
150			350
200～210	376～388	340～360	345
300	376～382	338～334	334
500			342
600	322.6～326.6	320～330	
800			327

（二）水费

水、火电厂的水费计算方法不同。水电厂按《水利工程水费核定计收和管理办法》计算，缴纳水费或提取库区维护基金，二者只计其一。

水电厂的水费计算表达式为

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

$$F_{ss} = E(1 - k_{cy})f_{swj} \tag{附 15-4}$$

式中 F_{ss}——水电厂水费；

k_{cy}——厂用电率；

f_{swj}——库区维护基金单位水价。

火电厂水费计算表达式为

$$F_{HS} = Q_{nHS}f_{psj} \tag{附 15-5}$$

式中 F_{HS}——火电厂水费；

Q_{nHS}——年耗水量；

f_{psj}——平均单位水价。

（三）折旧费

折旧费的计算表达式为

$$D_{zj} = I_d k_{gx} k_{zj} \tag{附 15-6}$$

式中 D_{zj}——折旧费；

I_d——固定资产投资（借款本金与施工期利息之和）；

k_{gx}——固定资产形成率；

k_{zj}——折旧率。

固定资产形成率 k_{gx} 可按以下取值计算

水电厂	0.95～0.99
火电厂	0.95
送电线	0.97
变电所	0.95

折旧率 k_{zj} 可参考设计算年度的国家规定计算。

（四）材料费

水电厂材料费的计算表达式为

$$F_{scal} = N_{fzj}K_{fscal} \tag{附 15-7}$$

式中 F_{scal}——水电厂材料费；

N_{szj}——水电厂装机容量；

K_{fscal}——水电厂材料费定额。

火电厂材料费的计算表达式为

$$F_{hcal} = EK_{fhcal} \tag{附 15-8}$$

式中 F_{hcal}——火电厂材料费；

E——发电量；

K_{fhcal}——本网火电厂材料费统计单耗。

供电材料费计算式同火电厂材料费的计算式（附 15-8），只需将式中发电量换为售电量、火电厂材料费单耗换为供电材料费单耗即可。

（五）大修理费

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

发、送、变电大修理费计算表达式为

$$F_{dxl} = I_d K_{gx} K_{fdxl} \quad (附\ 15\text{-}9)$$

式中 F_{dxl}——大修理费；

K_{fdxl}——大修理费率（可参看有关水、火电厂和送电、变电的大修理费率的规定）。

（六）工资

$$F_{gz} = G_{dy} r_{pgz} \quad (附\ 15\text{-}10)$$

式中 F_{gz}——工资总额；

G_{dy}——定员；

r_{pgz}——人平均工资。

（七）福利基金

福利基金的计算表达式为

$$F_{fl} = F_{gz} \times 15\% \quad (附\ 15\text{-}11)$$

式中 F_{fl}——福利基金。

（八）其他费用

水电厂其他费用计算表达式为

$$F_{sqt} = N_{szj} K_{sfqt} \quad (附\ 15\text{-}12)$$

式中 F_{sqt}——水电厂其他费用；

N_{szj}——水电厂装机容量；

K_{sfqt}——水电厂其他费用定额。

火电厂其他费用计算表达式为

$$F_{hqt} = EK_{hfqt} + W_{zx} \quad (附\ 15\text{-}13)$$

式中 F_{hqt}——火电厂其他费用；

K_{hfqt}——火电厂其他费用上年统计单耗；

W_{zx}——流动资金利息。

供电其他费用计算式类似火电厂其他费用计算表达式，以当年售电量乘以上年供电其他费用平均单耗即可得到。

成本计算涉及定员问题，附表 15-19、附表 15-20、附表 15-21、附表 15-22 分别为水电厂、火电厂、送电线路和变电所的定员，仅供参考。

附表 15-19　　水电厂定员指标

电厂容量（万 kW）	25 以下	26～50	51～75	76～100	101～300	301 以上
定员（人/万 kW）	32	19	13	11	8	6

附表 15-20　　火电厂定员指标

单机容量（万 kW）	5		10		20		30～60	
机组台数	2	4	2	4	2	4	2	4
定员（人）	780	100	930	1330	1100	1700	1400	2000

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 15-21　　送电线路定员指标

沿线自然条件	平原地区	水田、丘陵污染、高原	河网、高山沙漠、严寒	大　山
百公里人数	7	9	11	14

注　1. 500kV 按上列标准乘 2。
　　2. 330kV 按上列标准乘 1.2。
　　3. 大跨越过江塔每塔 4 人。
　　4. 线路长度按回长计算。

附表 15-22　　变电所定员（估计）

电压（kV）	110	220	330	500
人　数	10～32	30～50	60 左右	75～80

注　表中人员包括运行值班与检修人员，110kV 和 220kV 变电所分小型、中型、大型和特大型 4 种，人数由少到多依次增加。

上述办法计算较复杂。由于供电成本占售电成本比重较低，电力设计的技术经济分析专业，一般在工程设计中发电成本是逐项计算，而供电成本采用设计工程所在电网的计算年的平均供电成本［元/（10^3kWh)］进行评价。电力系统规划设计专业的简便计算除火电厂的燃料费外，其余各项简化为基本折旧费、大修理和维护运行费及小修理费三大项，按总投资的百分值计算。由于市场经济的发展，三大项占投资的比重随时会调整，可在工程设计中依具体情况分析后确定。

五、流动资金计算

按规定，新投产企业应自有 30%流动资金铺底，余下 70%由银行贷款。

火电厂的流动资金，按现行规定，国产设备按投产容量的 30 天燃料费加 5%计算；引进设备按固定资产的 2%计算。

水电厂按单位千瓦定额计算。

供电的流动资金由主管局核定。

流动资金的贷款利息为银行贷款的流动资金额乘以流动资金贷款利率。

六、税金

（一）产品税

发电产品税的计算表达式为

$$S_{fdchs} = E(1 - K_{cg})K_{fdchs} \qquad (附 15\text{-}14)$$

式中　S_{fdchs}——发电产品税；

　　K_{fdchs}——发电产品税率。

供电产品税的计算表达式为

$$S_{gdchs} = F_{xdf}K_{gdchs} \qquad (附 15\text{-}15)$$

式中　S_{gdchs}——供电产品税；

　　F_{xdf}——电费销售总收入；

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

K_{gdchs}——供电产品税率。

小型电厂和孤立电厂产品税的计算表达式同式（附 15-15）。

根据工程不同情况，产品税率不相同，如某些新建项目，可以减免一部分税；东北地区比内地要低；燃用煤石电厂，暂免征产品税等。故方案比较时应视工程具体情况，按国家有关规定计算产品税。

（二）其他税金

1．城市维护建设税

城市维护建设税的计算表达式为

$$S_{cjs} = (S_{fdchs} + S_{gdchs})K_{cjs} \tag{附 15-16}$$

式中 S_{cjs}——城市维护建设税；

K_{cjs}——城市维护建设税率。

2．教育费附加税

教育费附加税的计算表达式为

$$S_{jys} = (S_{fdchs} + S_{gdchs})K_{jys} \tag{附 15-17}$$

式中 S_{jys}——教育附加税；

K_{jys}——教育附加税率。

3．所得税

从还清贷款一年后（不含还清贷款的当年）起开始交纳所得税，计算表达式为

$$S_{sds} = (F_{xdf} - F_{chbs} - \Sigma S_{sj})K_{sds} \tag{附 15-18}$$

式中 S_{sds}——所得税；

F_{xdf}——销售电费收入；

F_{chbf}——成本费；

ΣS_{sj}——各项税金之和；

K_{sds}——所得税率。

七、还贷资金

还贷资金由还贷利润和还贷折旧两部分构成，需逐年计算。还贷利润为销售利润扣除企业留利值。还贷折旧的计算表达式为

$$D_{hdzj} = D_{zj}(1 - S_{njjin})K_{hdzj} \tag{附 15-19}$$

式中 D_{hdzj}——还贷折旧费；

D_{zj}——折旧费；

S_{njjin}——能源交通基金税率；

K_{hdzj}——还贷折旧提取率（请注意投产 3 年内和投产 3 年后不同，参考有关规定计算）。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附录 15-2 方案比较常用表格

为反映出各方案在比较时段的经济活动状态，需用一定的表格进行表达、常用表格如下：

1）投资估算表；

2）投资使用计划表；

3）逐年成本计算表；

4）销售收入、税金、利润计算表；

5）偿还借款资金计算表；

6）贷款偿还计划表；

7）现金流量表；

8）财务平衡表；

9）比较方案、评价效益一览表。

由于比较的项目不同，表达形式并不完全相同，因此具体工程方案比较需采用哪些表格，请参看有关资料，本手册不逐一列出。

附录 15-3 现值系数表

本表包括折现率 1%～24%的 30 年的“现值系数表”（附表 15-21）和“年金现值系数表”（附表 15-25），供计算净现值和内部收益率时查用。

为便于查找，将现值系数、终值系数、资金回收系数及年金现值系数的表示符号及其计算式列于附表 15-23。表中，P 为现值，F 为终值，A 为年金值，i 为利率（一般为年利率），n 为期数（一般为年数）。

附表 15-23　　4 种系数的表示符号与计算式

系　数	表示符号	计　算　式	备　注
1. 现值系数	$(P/F, i, n)$	$(1+i)^{-n}$	1 及 2 互为倒数
2. 终值系数	$(F/P, i, n)$	$(1+i)^{n}$	
3. 资金回收系数	$(A/P, i, n)$	$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$	3 及 4 互为倒数
4. 年金现值系数	$(P/A, i, n)$	$\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}$	

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 15-24　　现值系数表（1 的现值）

年　数	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%
1	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926
2	0.980	0.961	0.943	0.925	0.907	0.890	0.873	0.857
3	0.971	0.942	0.915	0.889	0.864	0.840	0.816	0.794
4	0.961	0.924	0.888	0.855	0.823	0.792	0.763	0.735
5	0.951	0.906	0.863	0.822	0.784	0.747	0.713	0.681
6	0.942	0.888	0.837	0.790	0.746	0.705	0.666	0.630
7	0.933	0.871	0.813	0.760	0.711	0.665	0.623	0.583
8	0.923	0.853	0.789	0.731	0.677	0.627	0.582	0.540
9	0.914	0.837	0.766	0.703	0.645	0.592	0.544	0.500
10	0.905	0.820	0.744	0.676	0.614	0.558	0.508	0.463
11	0.896	0.804	0.722	0.650	0.585	0.527	0.475	0.429
12	0.887	0.788	0.701	0.625	0.557	0.497	0.444	0.397
13	0.879	0.773	0.681	0.601	0.530	0.469	0.415	0.368
14	0.870	0.758	0.661	0.577	0.505	0.442	0.388	0.340
15	0.861	0.743	0.642	0.555	0.481	0.417	0.362	0.315
16	0.853	0.728	0.623	0.534	0.458	0.394	0.339	0.292
17	0.844	0.714	0.605	0.513	0.436	0.371	0.317	0.270
18	0.836	0.700	0.587	0.494	0.416	0.350	0.296	0.250
19	0.828	0.686	0.570	0.475	0.396	0.331	0.277	0.232
20	0.820	0.673	0.554	0.456	0.377	0.312	0.258	0.215
25	0.780	0.610	0.478	0.375	0.295	0.233	0.184	0.146
30	0.742	0.552	0.412	0.308	0.231	0.174	0.131	0.099

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

年　数	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%
1	0.917	0.909	0.901	0.893	0.885	0.877	0.870	0.862
2	0.842	0.826	0.812	0.797	0.783	0.769	0.756	0.743
3	0.772	0.751	0.731	0.712	0.693	0.675	0.658	0.641
4	0.708	0.683	0.659	0.636	0.613	0.592	0.572	0.552
5	0.650	0.621	0.593	0.567	0.543	0.519	0.497	0.476
6	0.596	0.564	0.535	0.507	0.480	0.456	0.432	0.410
7	0.547	0.513	0.482	0.452	0.425	0.400	0.376	0.354
8	0.502	0.467	0.434	0.404	0.376	0.351	0.327	0.305
9	0.460	0.424	0.391	0.361	0.333	0.308	0.284	0.263
10	0.422	0.386	0.352	0.322	0.295	0.270	0.247	0.227
11	0.388	0.350	0.317	0.287	0.261	0.237	0.215	0.195
12	0.356	0.319	0.286	0.257	0.231	0.208	0.187	0.168
13	0.326	0.290	0.258	0.229	0.204	0.182	0.163	0.145
14	0.299	0.263	0.232	0.205	0.181	0.160	0.141	0.125
15	0.275	0.239	0.209	0.183	0.160	0.140	0.123	0.108
16	0.252	0.218	0.188	0.163	0.141	0.123	0.107	0.093
17	0.231	0.198	0.170	0.146	0.125	0.108	0.093	0.080
18	0.212	0.180	0.153	0.130	0.111	0.095	0.081	0.069
19	0.194	0.164	0.138	0.116	0.098	0.083	0.070	0.060
20	0.178	0.149	0.124	0.104	0.087	0.073	0.061	0.051
25	0.116	0.092	0.074	0.059	0.047	0.038	0.030	0.024
30	0.075	0.057	0.044	0.033	0.026	0.020	0.015	0.012

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

年 数	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%
1	0.855	0.847	0.840	0.833	0.826	0.82	0.813	0.806
2	0.731	0.718	0.706	0.694	0.683	0.672	0.661	0.650
3	0.624	0.609	0.593	0.579	0.564	0.551	0.537	0.524
4	0.534	0.516	0.499	0.482	0.467	0.451	0.437	0.423
5	0.456	0.437	0.419	0.402	0.386	0.370	0.355	0.314
6	0.390	0.370	0.352	0.335	0.319	0.303	0.289	0.275
7	0.333	0.314	0.296	0.279	0.263	0.249	0.235	0.222
8	0.285	0.266	0.249	0.233	0.218	0.204	0.191	0.179
9	0.243	0.225	0.209	0.194	0.180	0.167	0.155	0.144
10	0.208	0.191	0.176	0.162	0.149	0.137	0.126	0.116
11	0.178	0.162	0.148	0.135	0.123	0.112	0.103	0.094
12	0.152	0.137	0.124	0.112	0.102	0.092	0.083	0.076
13	0.130	0.116	0.104	0.093	0.084	0.075	0.068	0.061
14	0.111	0.099	0.088	0.078	0.069	0.062	0.055	0.049
15	0.095	0.084	0.074	0.065	0.057	0.051	0.045	0.040
16	0.081	0.071	0.062	0.054	0.047	0.042	0.036	0.032
17	0.069	0.060	0.052	0.045	0.039	0.034	0.030	0.026
18	0.059	0.051	0.044	0.038	0.032	0.028	0.024	0.021
19	0.051	0.043	0.037	0.031	0.027	0.023	0.020	0.017
20	0.043	0.037	0.031	0.026	0.022	0.019	0.016	0.014
25	0.020	0.016	0.013	0.010	0.009	0.007	0.006	0.005
30	0.009	0.007	0.005	0.004	0.003	0.003	0.002	0.002

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 15-25 **年金现值系数表（1 的现值）**

年　数	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%
1	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926
2	1.970	1.942	1.913	1.886	1.859	1.833	1.808	1.783
3	2.941	2.884	2.829	2.775	2.723	2.673	2.624	2.577
4	3.902	3.808	3.717	3.630	3.546	3.465	3.387	3.312
5	4.853	4.713	4.580	4.452	4.329	4.212	4.10	3.993
6	5.795	5.601	5.417	5.242	5.076	4.917	4.767	4.623
7	6.728	6.472	6.230	6.002	5.786	5.582	5.389	5.206
8	7.652	7.325	7.020	6.733	6.463	6.210	5.971	5.747
9	8.566	8.162	7.786	7.435	7.108	6.802	6.515	6.247
10	9.471	8.983	8.530	8.111	7.722	7.360	7.024	6.710
11	10.368	9.787	9.253	8.760	8.306	7.887	7.499	7.139
12	11.255	10.575	9.954	9.385	8.863	8.384	7.943	7.536
13	12.134	11.348	10.635	9.986	9.394	8.853	8.358	7.904
14	13.004	12.106	11.296	10.563	9.899	9.295	8.745	8.244
15	13.865	12.849	11.938	11.118	10.380	9.712	9.108	8.559
16	14.718	13.578	12.561	11.652	10.838	10.106	9.447	8.851
17	15.562	14.292	13.166	12.166	11.274	10.477	9.763	9.122
18	16.398	14.992	13.754	12.659	11.690	10.828	10.059	9.372
19	17.226	15.678	14.324	13.134	12.085	11.158	10.336	9.604
20	18.046	16.351	14.877	13.590	12.462	11.470	10.594	9.818
25	22.023	19.523	17.413	15.622	14.094	12.783	11.654	10.675
30	25.808	22.396	19.600	17.292	15.372	13.765	12.409	11.258

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

年 数	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%
1	0.917	0.909	0.901	0.893	0.885	0.877	0.870	0.862
2	1.759	1.736	1.713	1.690	1.668	1.647	1.626	1.605
3	2.531	2.487	2.444	2.402	2.361	2.322	2.283	2.246
4	3.240	3.170	3.102	3.037	2.974	2.914	2.855	2.798
5	3.890	3.791	3.696	3.605	3.517	3.433	3.352	3.274
6	4.486	4.355	4.231	4.111	3.998	3.889	3.784	3.685
7	5.033	4.868	4.712	4.564	4.423	4.288	4.160	4.039
8	5.535	5.335	5.146	4.968	4.799	4.639	4.487	4.344
9	5.995	5.759	5.537	5.328	5.132	4.946	4.772	4.607
10	6.418	6.145	5.889	5.650	5.426	5.216	5.019	4.833
11	6.805	6.495	6.207	5.938	5.687	5.453	5.234	5.029
12	7.161	6.814	6.492	6.194	5.918	5.660	5.421	5.197
13	7.487	7.103	6.750	6.424	6.122	5.842	5.583	5.342
14	7.786	7.367	6.982	6.628	6.302	6.002	5.724	5.468
15	8.061	7.606	7.191	6.811	6.462	6.142	5.847	5.575
16	8.313	7.825	7.379	6.974	6.604	6.265	5.954	5.668
17	8.544	8.024	7.549	7.120	6.729	6.373	6.047	5.749
18	8.756	8.204	7.702	7.250	6.840	6.467	6.128	5.818
19	8.950	8.362	7.839	7.366	6.938	6.550	6.198	5.877
20	9.129	8.511	7.963	7.469	7.025	6.623	6.259	5.929
25	9.823	9.077	8.422	7.843	7.330	6.873	6.464	6.097
30	10.274	9.427	8.694	8.055	7.496	7.003	6.566	6.177

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

年 数	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%
1	0.855	0.847	0.840	0.833	0.826	0.820	0.813	0.806
2	1.585	1.566	1.547	1.528	1.509	1.492	1.474	1.457
3	2.210	2.174	2.140	2.106	2.074	2.042	2.011	1.981
4	2.743	2.690	2.639	2.589	2.540	2.494	2.448	2.404
5	3.199	3.127	3.058	2.991	2.926	2.864	2.803	2.745
6	3.589	3.498	3.410	3.326	3.245	3.167	3.092	3.020
7	3.922	3.812	3.706	3.605	3.508	3.416	3.327	3.242
8	4.207	4.078	3.954	3.837	3.726	3.619	3.518	3.421
9	4.451	4.303	4.163	4.031	3.905	3.786	3.673	3.566
10	4.659	4.494	4.339	4.192	4.054	3.923	3.799	3.682
11	4.836	4.656	4.486	4.327	4.177	4.035	3.902	3.776
12	4.988	4.793	4.611	4.439	4.278	4.127	3.985	3.851
13	5.118	4.910	4.715	4.533	4.362	4.203	4.053	3.912
14	5.229	5.008	4.802	4.611	4.432	4.265	4.108	3.962
15	5.324	5.092	4.876	4.675	4.489	4.315	4.153	4.001
16	5.405	5.162	4.938	4.730	4.536	4.357	4.189	4.033
17	5.475	5.222	4.990	4.775	4.576	4.391	4.219	4.059
18	5.534	5.273	5.033	4.812	4.608	4.419	4.243	4.080
19	5.584	5.316	5.070	4.843	4.635	4.442	4.263	4.007
20	5.628	5.353	5.101	4.870	4.657	4.460	4.279	4.110
25	5.766	5.467	5.195	4.948	4.721	4.514	4.323	4.147
30	5.829	5.517	5.235	4.979	4.746	4.534	4.339	4.160

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

第十六章　发变电设备规范及电气参数

编者　陈淑真　何善瑾　朱云生　纪雯

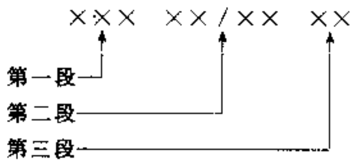
本章仅列出部分发变电设备规范（见附录16-1）及电气参数（见附录16-2），其他有关发变电设备规范可参见《电力工程电气设备手册》。

附录16-1　发变电设备规范

一、锅炉

（一）型号说明

锅炉型号由3段组成。



1．第一段

（1）前两个字母表示制造厂名称的拼音缩写，如：

HG——哈尔滨锅炉厂；

WG——武汉锅炉厂；

SG——上海锅炉厂；

DG——东方锅炉厂。

（2）第三个字母表示锅炉的燃烧方式，如：

Z——链条炉；

S——煤粉炉。

2．第二段

分子——锅炉蒸发量（t/h）；

分母——过热蒸汽压力（MPa）。

3．第三段

表示产品型号。

（二）锅炉规范表

锅炉规范表见附表16-1。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-1　　　　锅炉规范表

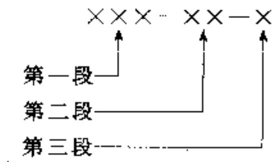
型号	额定蒸发量 (t/h)	蒸汽初参数		锅炉效率 (%)	燃料类别	标准煤耗 (t/h)
		汽压 (MPa)	汽温 (℃)			
DG220/9. 8-3	220	9. 8	540	91. 4	烟煤	20. 63
DG220/9. 8-4	220	9. 8	540	90. 5	贫煤	21. 13
SG220/9. 8-M294	220	9. 8	540	91. 75	烟煤	20. 9
SG220/9. 8-M295	220	9. 8	540	90. 64	烟/贫	22. 1
SG220/9. 8-M297	220	9. 8	540	85. 3	无烟煤	22. 5
HG220/9. 8-1	220	9. 8	540	90. 9	烟煤	21. 1
HG220/9. 8-4	220	9. 8	540	90. 02	贫煤	20. 9
HG220/9. 8-5	220	9. 8	540	92. 8	渣油	20. 5
HG220/9. 8-7	220	9. 8	540	85. 5	褐煤	21. 3
HG220/9. 8-8	220	9. 8	540	91. 46	贫煤	20. 9
WGZ231/6. 86-1	231	6. 86	485	91. 92	烟煤	21. 9
F220/9. 8-Y/1	220	9. 8	540	92. 71	烟煤	20. 7
DG300/9. 8-4	300	9. 8	540		贫煤	22. 9
DG410/9. 8-3	410	9. 8	540	90. 76	贫煤	38. 5
DG410/9. 8-4	410	9. 8	540	84. 9	烟煤	40. 4
DG410/9. 8-5	410	9. 8	540	91. 81	烟煤	38. 49
SG420/13. 7-M417	420	13. 7	540/540	90. 6	烟/贫	44. 3
SG420/13. 7-M418	420	13. 7	540/540	90. 39	烟煤	44. 3
SG420/13. 7-M419	420	13. 7	540/540	89. 39	无烟煤	45. 1
HG410/9. 8-7	410	9. 8	540	91. 25	混煤	38. 5
WGZ410/9. 8-1	410	9. 8	540	91. 37	煤粉	38. 7
WGZ410/9. 8-2	410	9. 8	540	92. 6	渣油	37. 9
DG670/13. 7-1	670	13. 7	540	92	油	69. 3
DG670/13. 7-2	670	13. 7	540	92	油	69. 3
DG670/13. 7-4	670	13. 7	540	89	贫煤	89. 1
DG670/13. 7-8	670	13. 7	540	90. 84	烟煤	71. 04
DG670/13. 7 8	670	13. 7	540	88. 4	无烟煤	71. 8
DG670/13. 7-8	670	13. 7	540	90. 1	贫煤	69. 74
DG670/13. 7 11	670	13. 7	540	88. 9	无烟煤	71. 45
HG670/13. 7-1	670	13. 7	540	91. 65	褐煤	69. 7
DG1000/16. 7-1	1000	16. 7	555	95. 64	烟煤	103. 04
SG1025/18. 2-M4681	1025	18. 2	540	91. 5	烟煤	98. 3
SG1025/18. 2-M314	1025	18. 2	540	91. 37	贫煤	98. 4
SG1025/18. 2-M316	1025	18. 2	540	92. 36	烟煤	96. 7
SG1025/18. 2-M317	1025	18. 2	540	92. 07	贫/烟	97. 0
SG1025/16. 7 M315	1025	16. 7	540	90. 94	贫煤	103
SG1025/18. 2-M319	1025	186	540	91. 58	贫/无烟	98. 4
SG1025/16. 7-M310	1025	16. 7	540	91. 72	贫/烟	102. 6

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

二、汽轮机

（一）型号说明

汽轮机型号由2～3段组成。



1. 第一段

（1）第一个字母表示汽轮机型式，如：

N——冷凝式；

C——一段调整抽汽式；

CC——二段调整抽汽式；

CB——抽汽背压式。

（2）第二个数字表示汽轮机功率（MW）。

2. 第二段

（1）凝汽式表示汽压或汽压/汽温或汽压/汽温/中间再热汽温；

（2）抽汽式表示汽压/抽汽压；

（3）双抽汽式表示汽压/高压抽汽压/低压抽汽压；

（4）背压式表示汽压/背压压力。

3. 第三段

表示汽轮机变型设计的顺序排列，用阿拉伯数字表示。

（二）汽轮机规范表

凝汽式汽轮机、供热式汽轮机、燃汽轮机规范表分别见附表16-2、附表16-3、附表16-4。

附表 16-2　　凝汽式汽轮机规范表

型　号	额定容量 (MW)	蒸汽参数		保证汽耗 [kg/(kW·h)]	凝汽量 (t/h)	标准煤耗 [kg/(kW·h)]	保证热耗 [kJ/(kW·h)]	转动惯量 (t·m²)
		汽压 (MPa)	汽温 (℃)					
N50-8.83	50	8.83	535	3.821	119.5		9500	
N50-8.83	50	8.83	535	3.72			9377	
N50-8.83	50	8.83	535	3.799	140		9584	
N50-8.83-1	50	8.83	535	3.72	135.57		9399	
N50-8.83	50	8.83	535	3.92	119.4	0.332		9.54
N75-8.83-1	75	8.83	535	3.768	198.7	0.321	9734	9.54
N75-8.83-2	75	8.83	535	3.14			9378	
N100 8.83	100	8.83	535	3.694	254.8	0.316	9254	19.4
N125-13.2/535/535	125	13.2	535	3.2			8499	21.4
N125-13.2/550/550	125	13.2	550	2.93			8332	
N200-12.7/535/535	200	12.7	535	2.959			8403	29.4
N300-16.18/550/550	300	16.18	550	3.23	565.6		8131	41.47
N300 16.18/535/535	300	16.18	535	3.28	532.8		8185	41.47

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	额定容量 (MW)	蒸汽参数 汽压 (MPa)	汽温 (℃)	保证汽耗 [kg/(kW·h)]	凝汽量 (t/h)	标准煤耗 [kg/(kW·h)]	保证热耗 [kJ/(kW·h)]	转动惯量 (t·m²)
N300-16.67/537/535	300	16.67	537	3.075	559.0		8081	48.1
N300-16.67/538/538	300	16.67	538	3.085	583.7		8001	48.1
N300 16.18/535/535	300	16.18	535	3.18	591.09		8212	
N300-16.67/537/537	300	16.67	537	3.037	541.65		8015	
N600-16.18/535/535	600	16.18	535	3.168			8152	57.2
HN310-5.35	310	5.35	280	5.86			10760	48.0

附表 16-3 供热式汽轮机规范表

型号	额定容量 (MW)	蒸汽初参数 汽压 (MPa)	汽温 (℃)	保证汽耗 [kg/(kW·h)]	抽汽或背压	压力 (MPa)	汽量 (t/h)	温度 (℃)
B25-8.83/0.98	25	8.83	535	7.78 8.05 8.21 9.13		0.78 0.98 0.98 1.27	172.9 183.5 201	274 268 274 274
B25-8.83/1.47-1（带非调整抽汽）	25	8.83	535	9.875	抽汽	2.2	40	358.7
					背压	1.47	119.5	313.2
CB25-8.83/4.02/1.27	25	8.83	535	9.75	抽汽	4.02	100～140	433
					背压	1.27	160	306
CC25-8.83/1.27/0.2	25	8.83	535	6.404		1.27	60	306
C50-8.83/0.12	50	8.83	535	4.48		0.12	180～200	104
C50-8.83/0.98	50	8.83	535	4.16		0.98	160～200	269
C50-8.83/1.27	50	8.83	535	4.16		1.27	160～220	297
CC50-8.83/4.12/1.47	50	8.83	535	4.56	高压	4.12	75～180	435
					低压	1.47	120～200	324
CC50-8.83/1.57/0.17	50	8.83	535	5.96	高压	1.57	113	298
					低压	0.17	60	
					高压	1.57	140	298
					低压	0.17	0	
					高压	1.76	0	225
					低压	0.17	84	
					高压	1.57	0	190
					低压	0.25	0	

附表 16-4 燃汽轮机规范表

编号	型号	机组功率 (kW)	压汽机耗功 (kW)	汽轮机发出功率 (kW)	燃料种类	油耗率 [kg/(kW·h)]	机组效率 (%)	起动时间 (min)	停止时间
612		17000	31735	49135	天然气	334	25	5～10	
609	R-750/750-25	25000	10348/24010	24478/46109	柴油	326	26.9	5～10	
	PG5301	21700				310		5～10	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

三、水轮机

（一）型号说明

水轮机型号由3段组成。

×××—××—×

第一段 第二段 第三段

1. 第一段

表示转轮形式，如：

HL——混流式；

ZD——轴流定桨式；

QJ——冲击式。

数字代表型号。

2. 第二段

表示装置形式，如：

L——立轴；

W——卧轴；

J——金属涡壳；

H——混凝土涡壳。

3. 第三段

数字表示转轮直径（cm）。

（二）水轮机规范表

水轮机规范表见附表16-5。

附表16-5　　水轮机规范表

水轮机型号	机组容量（MW）	水头（m）			转速（r/min）	调速设备型号	
		设计	最大	最小		调速器	油压装置
HL702-LJ-410	100	73	91	57	150	DT-100	YS-4
ZZ440-LH-850	103	22	32.3	15	76.9	DST-200A-40	YS-10-40
HL702-LJ-410	103	73	91	55	150	DT-100	LY
HL702-LJ-550	110	48	55.3	39.7	88.2	DT-150	YS-8
HL-638-LJ-410	125	118	131	70	166.7		
HL160-LJ-410	127.6	118.5	139	81	166.7	SKDT-100	
HL702-LJ-550	150	63.5	81.5	57	100	DT-150	YS-8
HL638-LJ-520	210～250	120	134.2	94.2	150		
HL001-LJ-550	225	100	114	70	125	DT-150	YS-8
HL009-LJ-550	300	100	114	70	125	DT-150	YS-10
HLA286A-800	302.5	59.4	69.2	37			
ZZ587-LH-450	36	28	34	22	150	DST-150	YS-8
ZZ005-LH-550	36	18	22	16	107	ST-150	YS-8
HL004-LJ-210	40	270	318	260	500	DT-100	YS-1.0
HL123-LJ-410	45	38	43	37	107	T-100	YS-2.5

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

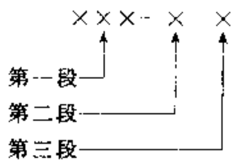
续附表

水轮机型号	机组容量 (MW)	水头 (m)			转速 (r/min)	调速设备型号	
		设计	最大	最小		调速器	油压装置
HL123-LH-410	46.4	39	43	28.1	107	T-100	3G70×3
HL240-LH-410	46.4	39	47.5	26	107	T-100	LY-5.8
ZZ010-LS-600	50	30	52	15	100	ST-150	YS-20
ZZ005-LH-800	60	14.3	22	8	62.5	DST-150	YS-20
HL638 LJ-330	65	97	125	94	214.4	T-100	YS-1.7
HL702-LJ-410	75	60	74	47	136.4	T-100	YS-4
HL009-LJ-410	75	73	84.5	57	150	T-100	YS-4
HL662-LJ-410	75.5	73	84.3	57.8	150	T-100	LY-5.8
HJ548 BB 800	57.2	14.3		6	71.5		
KVB-37-18	36	18		10	107		
HL710-LJ 410	82.5	60			136.4	T-100A	
90638-BM-140	82.5	97.5			500	DT-100	

四、汽轮发电机

（一）型号说明

汽轮发电机型号由 3 段组成。



1. 第一段

（1）第一个字母表示电机型式：

T——同步电机；

Q——汽轮。

（2）第二个字母表示电机类别：

Q——汽轮；

T——调相；

F——发电机。

（3）第三个字母表示电机冷却方式：

C——空气外冷；

Q——氢气外冷；

N——氢气内冷；

S——定子水内冷；

SS——定子转子水内冷。

2. 第二段

表示额定容量（MW）。

3. 第三段

表示级数。

（二）汽轮发电机和励磁机的技术数据表

汽轮发电机和励磁机的技术数据表见附表 16-6。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-6　　汽轮发电机和励磁机的技术数据表

序号	项　目	QF-1.5-4	QF-1.5-4	QF-3.0-2	QF-3-2	QF-6-2
一	基本数据					
1	额定容量（MW）	1.5	1.5	3	3	6
2	额定电压（kV）	10.5	6.3	10.5	6.3	6.3
3	额定电流（A）	103	172	206	344	687
4	转速（r/min）	1500	1500	3000	3000	3000
5	功率因数 cosφ	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
6	效率（%）	95.29	95.8	96.394	95.3	97.02
7	定子接线	Y	Z-Y	Y	Y	Z-Y
二	励磁数据					
1	空载励磁电流（A）	77.7	76.7	115.54	84	90.8
2	空载励磁电压（V）	22.8	22.6	23.97	28	27.8
3	满载励磁电流（A）	180	175	264.21	212	271.75
4	满载励磁电压（V）	61.7	60	66.54	80	97.5
三	参数					
1	同步电抗（X_d）	157.25%	153.49%	162.911%	191%	245.38%
2	瞬变电抗（X'_d）	19.17%	18.16%	16.253%	16.8%	21.15%
3	超瞬变电抗（X''_d）	11.04%	10.51%	10.731%	10.22%	13.6%
4	负序电抗（X_2）	13.47%	12.82%	13.092%	12.5%	16.76%
5	零序电抗（X_0）	6.4%	6.13%	7.0%	4.29%	8.08%
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.3926	0.122	0.1089	0.0667	0.02094
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.2815	0.2815	0.2075	0.312	0.2986
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	4.17	4.3	5.019	5.6	7.64
四	励磁机				（无刷硅励磁）	
1	型式	ZFL24.5/14-4	ZFL24.5/14-4	ZFL24.5/14-4	JLG-22-3…	ZFL24.5/14-4
2	容量（kW）	15	15	21	22	31
3	电压（V）	75	75	75	92	110
4	电流（A）	200	200	280	239	282
5	转速（r/min）	1500	1500	3000	3000	3000
6	最大（强励）电流（A）	360	360	560		560
7	最大电流持续时间（s）	60	60	60		60
8	额定电压下的励磁电流（A）	6.7	6.7	2.31		3.1
9	最大电压下的励磁电流（A）	27	27	6.16		6.16
10	最低稳定电压（V）	11	11	15		20
11	顶值电压（V）	130	130	150		204
12	电压增长速率（V/s）	130	130	150		204
13	励磁绕组电阻（75℃，Ω）	3.47	8.47	20		20
14	励磁绕组匝数（匝）	420	420	650		650
15	励磁绕组附加绕组		无	无		无

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项目	QF-6-2	QFC 6-2	QF-12-2	QF-12 2	QF-12-2
一	基本数据					
1	额定容量（MW）	6	6	12	12	12
2	额定电压（kV）	6.3	6.3	6.3	10.5	6.3
3	额定电流（A）	688	688	1375	825	1375
4	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
6	效率（%）	96.4	96.4	97	97.4	97.6
7	定子接线	Y	Y	Y	Y	Y
二	励磁数据					
1	空载励磁电流（A）	95	63	90.5	103.15	106.8
2	空载励磁电压（V）	31.7	56	62.3	57.47	59
3	满载励磁电流（A）	248	163	225	255.11	253
4	满载励磁电压（V）	115.3	165	179	163.52	161
三	参数					
1	同步电抗（X_d）	205.9%	209%	193.1%	177.91%	167.47%
2	瞬变电抗（X'_d）	19.9%	18.2%	19.2%	17.93%	16.6%
3	超瞬变电抗（X''_d）	12.39%	11.56%	11.6%	11.81%	11.07%
4	负序电抗（X_2）	15.1%	14.1%	14.2%	14.41%	13.51%
5	零序电抗（X_0）	6.24%	7.02%	5.85%	6.0%	6.3%
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.0207	0.031	0.00604	0.01748	0.00641
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.338	0.863	0.667	0.5377	0.5342
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	6.36	7.0	9.35	8.32	8.52
四	励磁机					
1	型式	ZLQ-45-3000	JLG-50-3000	ZLG-65-3000	ZFL24.5/18-4	ZFL24.5/18-4
2	容量（kW）	45	50	65	47	47
3	电压（V）	150	220	230	174	174
4	电流（A）	300	227	282	270	270
5	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
6	最大（强励）电流（A）	466			540	540
7	最大电流持续时间（s）	60			60	60
8	额定电压下的励磁电流（A）	4.82			3.65	3.65
9	最大电压下的励磁电流（A）	10.5			10.3	10.3
10	最低稳定电压（V）	28			20	20
11	顶值电压（V）	230.6			300	300
12	电压增长速率（V/s）	328			300	300
13	励磁绕组电阻（75℃、Ω）	13.95			21.64	21.64
14	励磁绕组匝数（匝）	4×595			650	650
15	励磁绕组附加绕组	无			无	无

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项　目	TQC-6075/2	QF-25-2	QF-25-2	TQSS-25-2	TQG-25-2
一	基本数据					
1	额定容量（MW）	25	25	25	25	25
2	额定电压（kV）	6.3	6.3	10.5	6.3	6.3
3	额定电流（A）	2860	2860	1720	2860	2860
4	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
6	效率（%）	97.84	97.4	97.57	96.91	97.535
7	定子接线	Z-Y	Z-Y	Y	Y	Z-Y
二	励磁数据					
1	空载励磁电流（A）	144	142	153	330	147.4
2	空载励磁电压（V）	59	62.6	62.8	57	
3	满载励磁电流（A）	393	355	460	1250	395
4	满载励磁电压（V）	186	180	197	245	190
三	参数					
1	同步电抗（X_d）	217.7%	191.7%	216.6%	320.15%	216.6%
2	瞬变电抗（X'_d）	25%	19.7%	20.5%	42.5%	20.5%
3	超瞬变电抗（X''_d）	16.2%	12.2%	12.6%	24.65%	12.6%
4	负序电抗（X_2）	19.8%	14.9%	16%	30%	15.4%
5	零序电抗（X_0）	7.6%	6.4%	8.96%	12.5%	8.36%
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	2.995×10^{-3}	2.62×10^{-3}	6.66×10^{-3}	10.5×10^{-3}	2.03×10^{-3}
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.397	0.427	0.404	0.206	0.325
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	12.03	12.2	10	3.23	11.49
四	励磁机					
1	型式	ZL-105-3000	ZLG-105-3000	ZL-120-3000	ZLG-550-3000	ZL-110-3000
2	容量（kW）	105	105	120	550	110
3	电压（V）	230	230	230	300	230
4	电流（A）	456	456	520	1832	480
5	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
6	最大（强励）电流（A）	748		1180	3266	790
7	最大电流持续时间（s）	60		10	50	60
8	额定电压下的励磁电流（A）	6.35		42	8.8	5.06
9	最大电压下的励磁电流（A）					8.2
10	最低稳定电压（V）	35		46	60	46
11	顶值电压（V）	330		460	415	380
12	电压增长速率（V/s）			394	415	380
13	励磁绕组电阻（75℃，Ω）	17		22.2	17.4	14.1
14	励磁绕组匝数（匝）	4×665		768	4×448	4×612
15	励磁绕组附加绕组	无		有	无	有

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项 目	QFQ-50-2	QFS-60-2	QFQ-50-2
一	基本数据			
1	额定容量 (MW)	50	60	50
2	额定电压 (kV)	10.5	10.5 (6.3)	10.5 (6.3)
3	额定电流 (A)	3440	4125 (6870)	3440 (5730)
4	转速 (r/min)	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.8	0.8	0.8
6	效率 (%)	98.5	98.2	98.31
7	定子接线	Z-Y	Y	Z-Y
二	励磁数据			
1	空载励磁电流 (A)	220	467 (500)	210.8 (233)
2	空载励磁电压 (V)	96	71 (76)	
3	满载励磁电流 (A)	540	1310 (1335)	520 (537)
4	满载励磁电压 (V)	279.5	225 (226)	270 (269)
三	参数			
1	同步电抗 (X_d)	183.4%	208.8% (192.6%)	163.3% (186%)
2	瞬变电抗 (X'_d)	20%	25.8% (24.2%)	20% (18.5%)
3	超瞬变电抗 (X''_d)	12.39%	16.25% (15.4%)	12.4% (11.6%)
4	负序电抗 (X_2)	15.1%	19.8% (18.8%)	15.25% (14.2%)
5	零序电抗 (X_0)	6.2%	7.16% (7.21%)	8.1% (7.54%)
6	定子电阻 (75℃) (Ω/相) ($R_{75℃}=1.24R_{15℃}$)	3.075×10^{-3}	4.59×10^{-3}	2.48×10^{-3}
7	转子电阻 (75℃) (Ω) ($R_{75℃}=1.24R_{15℃}$)	0.436	0.183	0.352
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数 (s)	11.22	6.3	11.22
四	励磁机			
1	型式	ZL-200-3000	ZLG-550-3000	ZL-200-3000
2	容量 (kW)	200	550	200
3	电压 (V)	320	300	320
4	电流 (A)	625	1833	625
5	转速 (r/min)	3000	3000	300
6	最大 (强励) 电流 (A)	1110		1110
7	最大电流持续时间 (s)	50		50
8	额定电压下的励磁电流 (A)	3.47		3.47
9	最大电压下的励磁电流 (A)	11.2		7.25
10	最低稳定电压 (V)	58		58
11	顶值电压 (V)	580		580
12	电压增长速率 (V/s)	580		580
13	励磁绕组电阻 (75℃, Ω)	28.4		28.4
14	励磁绕组匝数 (匝)	4×750		4×750
15	励磁绕组附加绕组	299 匝, $R_{75℃}=34.82$		有

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项　目	QFSS-$\frac{50}{60}$-2 (f=60Hz)	QFS-125-2	QFSS-125-2	QFN-100-2	TQN-100-2
一	基本数据					
1	额定容量（MW）	50	125	125	100	100
2	额定电压（kV）	6.3	13.8	13.8	10.5	10.5
3	额定电流（A）	5728	6150	6150	6475	6475
4	转速（r/min）	3600	3000	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.8	0.85	0.85	0.85	0.85
6	效率（%）	98.11	98.4	98.315	98.705	98.705
7	定子接线	Z-Y	Y	Z-Y	Z-Y	Z-Y
二	励磁数据					
1	空载励磁电流（A）	644.3	630	575	653.2	653.2
2	空载励磁电压（V）		91			
3	满载励磁电流（A）	1454	1635	1717	1614	1614
4	满载励磁电压（V）	149	265	313	271	271
三	参数					
1	同步电抗（X_d）	147.42%	186.7%	235%	180.6%	180.6%
2	瞬变电抗（X'_d）	21.42%	25.7%	32.5%	28.6%	28.6%
3	超瞬变电抗（X''_d）	13.42%	18%	21.5%	18.3%	18.3%
4	负序电抗（X_2）	16.372%	22%	26.3%	22.3%	22.3%
5	零序电抗（X_0）	5.77%	6.9%	10.2%	9.2%	9.2%
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	1.116×10^{-3}	3.92×10^{-3}	4.47×10^{-3}（55℃）	1.108×10^{-3}	1.108×10^{-3}
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.0872	0.175	0.1811（55℃）	0.1242	0.1242
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	5	6.9	6.08	6.2	6.2
四	励磁机		（晶闸管励磁）	（晶闸管励磁）		
1	型式	ZL-430-3000	TLD-1175-3000	JL-867-4	ZL-470-3000	ZL-470-3000
2	容量（kW）	430	1175	867kVA	470	470
3	电压（V）	310	380	294	280	280
4	电流（A）	1385	2000	1700	1680	1680
5	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
6	最大（强励）电流（A）	2145			2880	2880
7	最大电流持续时间（s）	50			60	60
8	额定电压下的励磁电流（A）	10.1			10.6	10.6
9	最大电压下的励磁电流（A）				24.6	24.6
10	最低稳定电压（V）	60			70	70
11	顶值电压（V）	515	2倍		480	480
12	电压增长速率（V/s）	670				
13	励磁绕组电阻（75℃，Ω）	8.8			7.26	7.26
14	励磁绕组匝数（匝）	4×356			4×340.3	4×340
15	励磁绕组附加绕组	有			有	有

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项目	SQF 100-2	QFQS-200-2	QFQS-200-2	QFSN-200-2
一	基本数据				
1	额定容量（MW）	100	200	200	200
2	额定电压（kV）	10.5	15.75	15.75	15.75
3	额定电流（A）	6740	8625	8625	8625
4	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.85	0.85	0.85	0.85
6	效率（%）	98.4	98.63	98.64	98.6
7	定子接线	Z-Y	Z-Y	Z-Y	Z-Y
二	励磁数据				
1	空载励磁电流（A）	605	654.4	668	669
2	空载励磁电压（V）	95	125.8	137	
3	满载励磁电流（A）	1400	1749	1768	1765
4	满载励磁电压（V）	245	453	452	454
三	参数				
1	同步电抗（X_d）	162.8%	198.08%	195%	193.8%
2	瞬变电抗（X'_d）	22.8%	24.28%	24%	24.01%
3	超瞬变电抗（X''_d）	15.77%	14.44%	14.43%	14.2%
4	负序电抗（X_2）	19.25%	17.62%	17.6%	17.32%
5	零序电抗（X_0）	7.54%	7.86%	7.87%	10.05%
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	3.0132×10^{-3}	2.2×10^{-3}	1.985×10^{-3}	2.32×10^{-3}
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.18898	0.2349	0.2324	0.234
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	6.93	6.55	6.35	6.448
四	励磁机		（晶闸管励磁）		
1	型式	JLQ-500-3000	JL-1140-4	JLQ-1055-3000	JL-1150-4
2	容量（kW）	500	1049	1050	1058
3	电压（V）	230	410	410	415
4	电流（A）	1365	1600	1600	1600
5	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000
6	最大（强励）电流（A）		3200	3536	2倍
7	最大电流持续时间（s）		10		10
8	额定电压下的励磁电流（A）		170		149
9	最大电压下的励磁电流（A）		221		298
10	最低稳定电压（V）				
11	顶值电压（V）		922.5	904	2倍
12	电压增长速率（V/s）				2倍
13	励磁绕组电阻（75℃，Ω）	0.196	0.254	0.205	0.268
14	励磁绕组匝数（匝）		51		54
15	励磁绕组附加绕组				无

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项　　目	QFSN-210-2	QFSN-300-2	QFSN-300-2B	QFS-300-2
一	基本数据				
1	额定容量（MW）	210	300	300	300
2	额定电压（kV）	15.75	18	20	18
3	额定电流（A）	9056	11320	10190	11320
4	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.85	0.85	0.85	0.85
6	效率（%）	98.6	98.646	98.75	98.6
7	定子接线	Z-Y	Z-Y	Z-Y	Z-Y
二	励磁数据				
1	空载励磁电流（A）	671	733.8	804	629
2	空载励磁电压（V）		113	157.2	144
3	满载励磁电流（A）	1830	2253.5	2178	1844
4	满载励磁电压（V）	470	460	1006	483
三	参数				
1	同步电抗（X_d）	203.5%	236.35%	200.35%	226.39%
2	瞬变电抗（X'_d）	24.3%	31.93%	26.766%	26.89%
3	超瞬变电抗（X''_d）	14.8%	19.15%	16.25%	16.7%
4	负序电抗（X_2）	18%	23.36%	19.825%	20.4%
5	零序电抗（X_0）	8.15%	9.36%	7.43%	8.92%
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	2.32×10^{-3}	2.132×10^{-3}（50℃）	2.199×10^{-3}（50℃）	2.64×10^{-3}
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.218	0.1982	0.1955	0.284
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	6.6	7.96	8.457	8.375
四	励磁机				（晶闸管励磁）
1	型式	JL-1165-4	TFL-1670-4		（交流励磁机）
2	容量（kW）	1060	1536		1510kVA
3	电压（V）	431	450		485
4	电流（A）	1562	2143		1800
5	转速（r/min）	3000	3000		3000
6	最大（强励）电流（A）	2倍	4286		
7	最大电流持续时间（s）	10	10		
8	额定电压下的励磁电流（A）	150	169		
9	最大电压下的励磁电流（A）	300	466		
10	最低稳定电压（V）				
11	顶值电压（V）	2倍			2倍
12	电压增长速率（V/s）	2倍			1.8倍
13	励磁绕组电阻（75℃，Ω）	0.268	0.364		
14	励磁绕组匝数（匝）	54	63		
15	励磁绕组附加绕组				

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

序号	项　目	QFN-300-2	QFQS-300-2	QFSN-300-2	QFSN-600-2
一	基本数据				
1	额定容量（MW）	300	300	300	600
2	额定电压（kV）	20	20	20	20
3	额定电流（A）	10189	10189	10189	19245
4	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000
5	功率因数 $\cos\varphi$	0.85	0.85	0.85	0.9
6	效率（%）	98.5	98.8	98.7	98.77
7	定子接线	Y	Z-Y	Z-Y	Z-Y
二	励磁数据				
1	空载励磁电流（A）	1214	987	982	
2	空载励磁电压（V）	165	113		
3	满载励磁电流（A）	3200	2510	2370	5898
4	满载励磁电压（V）	456	302	356	477.5
三	参数				
1	同步电压（X_d）	182.2%	180%	186.6%	208.583
2	瞬变电抗（X'_d）	28.2%	20.2%	19.2%	25.882
3	超瞬变电抗（X''_d）	23.59%	16%	14.3%	21.779
4	负序电抗（X_2）	23.39%	15.6%	17.45%	21.605
5	零序电抗（X_0）	13.9%	7.53%	7.53%	10.241
6	定子电阻（75℃）（Ω/相）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	1.905×10^{-3}	2.63×10^{-3}	2.17×10^{-3}	3.015×10^{-3}
7	转子电阻（75℃）（Ω）（$R_{75℃}=1.24R_{15℃}$）	0.136	0.1145	0.1367	0.0772
8	定子绕组开路时励磁绕组时间常数（s）	5.36	8.6	10.34	6.064
四	励磁机				
1	型式	（同轴无刷励磁）	无刷励磁	TL-1434-4	WJL-3661-8
2	容量（kW）	1695	1695	1319	3295
3	电压（V）	403	403	360	417
4	电流（A）	2678	2698	2300	5069
5	转速（r/min）	3000	3000	3000	3000
6	最大（强励）电流（A）			2倍	
7	最大电流持续时间（s）	20		10	
8	额定电压下的励磁电流（A）			284.8	378.6
9	最大电压下的励磁电流（A）			620.7	750
10	最低稳定电压（V）				
11	顶值电压（V）	1.5倍	2倍	2倍	2倍
12	电压增长速率（V/s）	1.7倍	2倍	2倍	
13	励磁绕组电阻（75℃，Ω）			0.0746	0.0321
14	励磁绕组匝数（匝）			33	15
15	励磁绕组附加绕组			无	无

注　摘自《电力工程电气设备手册》。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

五、水轮发电机

（一）型号说明

水轮发电机型号一般由2段组成。

×××/×—×

第一段（×××/×）

第二段（×）

1. 第一段

表示发电机型式及定子尺寸：

TS（或TSL）——立式同步发电机；

TSW（或SFW）——卧式同步发电机；

分子数字——定子铁芯外径（cm）；

分母数字——定子铁芯高度（cm）。

2. 第二段

数字表示磁极数。

（二）水轮发电机规范表

水轮发电机规范表见附表16-7。

附表16-7　　　　水轮发电机规范表

型　　号	机组容量（MW）	额定电压（kV）	cosφ	转动惯量（t·m²）
GGS4440-CG	36	10.5	0.85	6000
SF36-52/8540	36	13.8	0.85	6000
H-7178/10	36	10.5	0.8	280
TS900/95-96	36	10.5	0.8	9400
TS425/125-12	40	13.8	0.8	
TS426/125-12	40	13.8	0.9	390
TS900/125-55	45	10.5	0.85	11570
TS900/135-56	45	10.5	0.85	9400
TS854/120-48	45	10.5	0.9	7500
TS990/120-60	50	10.5	0.8	16000
TS900/135-56	45	10.5	0.85	11570
SF-60-24/6400	65	10.5	0.9	
TS854/156-40	75	13.8	0.85	11000
TS854/190-44	75	13.8	0.85	13400
TS854/156-40	72.5	13.8	0.85	11000
TS854/210-40	100	13.8	0.85	17500
TS1280/150-68	100	15.75	0.85	42500
SF100-78/12800	100	15.75	0.85	50000
SF125-36/8900	125	13.8	0.85	17500
SF125-96/15600	125	13.8	0.875	90000
BrC1260/200-60	150	15.75	0.85	58000
TS1280/180-60	150	15.75	0.85	52000
TS1760/220-110	120	13.8	0.875	172000
SF160-48/10350	175	13.8	0.875	26087
TS1035/240-40	210	15.75	0.875	33000
SF-220.5-30/8900	220	18	0.9	20000
TS1264/250-48	225	15.75	0.875	54000
SF250-56/15000*	250	15.75	0.875	54000

* 用于漫湾水电厂。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

六、同步调相机

（一）型号说明

同步调相机型号由 3 段组成。

×××—×—×

第一段 → ×××

第二段 → ×（中间）

第三段 → ×（末尾）

1. 第一段

第一个“T”表示同步；

第二个“T”表示调相机；

第三个字母“S”表示水冷。

2. 第二段

表示额定容量（MVA）。

3. 第三段

表示磁极数。

（二）同步调相机规范表

同步调相机规范表见附表 16-8。

七、电力变压器

（一）型号说明

（二）电力变压器技术数据表❶

电力变压器技术数据表见附表 16-10～附表 16-17。

附表 16-8　同步调相机规范表

型　号	容量 (MVA)	额定电压 (kV)	转动惯量 (t·m²)
TQSS2	10	6.3	
TT-15-8	15	11	30
TQC-25-2	25	6.3	5
D_2-25-2	30	10.5	4.06
TT-30-6	30	11	40
TT-30-11	30	11	
TQC-6075/2	31.5	6.3	4.94
TTQ-60-11	60	11	58
TTS-60-6	60	11	23
TTS-60-6	60	11	58.6
SD-60-2	60	10.5	4.71
QFSF-60-2	60	10.5	5
QFS-60-2	75	10.5	5
QFS-120	120	10.5	5

附表 16-9　变压器型号说明表

序号	分　类	类　别	代表符号
1	相　数	单相 三相	D S
2	绕组外冷却介质	矿物油 不燃性油	不表示 B
3	箱壳外冷却介质	空气自冷式 风冷式 水冷式	不表示 F W
4	循环方式	自然循环 强迫循环 强迫导向循环	不表示 P D
5	绕组数	双绕组 三绕组 自耦(双绕组或三绕组)	不表示 S O
6	调压方式	无励磁调压 有载调压	不表示 Z
7	绕组材料	铝线	不表示

❶ 附表 16-10～附表 16-17 摘自《电力工程电气设备手册》。

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-10　　**500kV 电力变压器技术数据表**

型　号	额定容量（kVA）	额定电压（kV）		
		高　压	中　压	低　压
OSFPSZ-360000/500	360000/360000/40000	550	246±10%	35
SFP 360000/500	360000	525		18
SFP 360000/500	360000	525±2×2.5%		15.75
SFP 300000/500	300000	550-2×2.5%		13.8
DFPS1-250000/500	250000/250000/80000	$\frac{500}{\sqrt{3}}\pm 3\%$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	63
DFPS-250000/500	250000/250000/51800	$\frac{510}{\sqrt{3}}$	$\frac{235}{\sqrt{3}}$	36.75
ODFPSZ-250000/500	250000/250000/60000	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}{}^{+9}_{-8}\times 1.33\%$	35
ODFPS17-250000/500	250000/250000/60000	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}\pm 9\times 1.33\%$	35
DFPFS-250000/500	250000/250000/2×60000	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}$	15.75
ODFPSZ-250000/500	250000/250000/80000	$\frac{525}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}\pm 12\%$	15.75
DFP-240000/500	240000	$\frac{550}{\sqrt{3}}$		20
DFP1-240000/500	240000	$\frac{525}{\sqrt{3}}$		20
SFP1 240000/500	240000	550−2×2.5%		15.75
SFP 240000/500	240000	550		15.75
ODFPSZ-167000/500	167000/167000/66700	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{230}{\sqrt{3}}\pm 10\%$	35
ODFPSZ-167000/500		$\frac{550}{\sqrt{3}}$	$\frac{242}{\sqrt{3}}\pm 10\%$	35
ODFPSZ-120000/500		$\frac{550}{\sqrt{3}}$	$\frac{242}{\sqrt{3}}\pm 8\%$	63
ODFPSZ-120000/500		$\frac{550}{\sqrt{3}}$	$\frac{242}{\sqrt{3}}$	6.3

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)			阻抗电压 (%)			连接组标号
		高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—低	
OSFPSZ-360000/500	190	800			10	26	41	YN, a0, d11
SFQ-360000/500	225		1060			16		YN, d11
SFP-360000/500	180		1080			16		YN, d11
SFP-300000/500	280		910			138		YN, d11
DFPS1-250000/500	195	660	145	130	15.5	37	17.5	
DFPS-250000/500	268		900		16	55.85	19.6	
ODFPSZ-250000/500	144	540			11.8	38.2	24.8	YN, a0, d11
ODFPS17-250000/500	144.86		541.14		12	8.7—10.5	6.4—7.6	YN, a0, d11
DFPFS-250000/500	264	968	296	169	19.1	31.3	10.4	YN, Ya0, d11
ODFPSZ-250000/500	123	472	161	133	13	35.6	17.8	
DFP-240000/500	162		600			14		YN, d11
DFP1-240000/500	158		475			13.5		
SFP1-240000/500	165		680			14		YN, d11
SFP-240000/500	214		745			15.2		YN, d11
ODFPSZ-167000/500	65	347	214	200	12	27	19.6	
ODFPSZ-167000/500	125		352		11.5	51	37	YN, a0, d11
ODFPSZ-120000/500	108		290		12.5	34	19	YN, a0, d11
ODFPSZ-120000/500	108		290			1.25		YN, a0, d11

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-11　　330kV 电力变压器技术数据表

型　号	额定容量 (kVA)	额定电压 (kV)		
		高　压	中　压	低　压
OSFPSZ7-360000/330	360000/360000/90000	363	242±8×1.25%	11
SFP7-360000/330	360000	363±2×2.5%		18
SSP7-360000/330	360000	363±2×2.5%		15.75
OSFPSZ7-240000/330GY	240000/240000/72000	345±8×1.25%	121	10.5
OSFPS7-240000/330	240000/240000/72000	345±2×2.5%	121	10.5
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/65000	363±8×1.25%	242	38.5
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/72000	330±8×1.25%	121	11
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/72000	395±8×1.25%	121	10.5
SSP7-240000/330	240000	363±2×2.5%		13.8
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/65000	345	242±6×1.67%	11
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/72000	330±8×1.25%	121	35
SFP7-240000/330	240000	363±2×2.5%		15.75
OSFPS-240000/330	240000/240000/72000	330±2×2.5%	121	11
SFP-240000/330	240000	363±2×2.5%		15.75
OSFPS-240000/330	240000/240000/40000	330±2×1%	242	10.5
OSSPSZ7-180000/330	180000/180000/36000	363	121±6×1.67%	10.5
OSFPSZ-150000/330	150000/150000/40000	345	121±6×1.67%	11
SFP-150000/330	150000	363±2×2.5%		13.8
SFPS-150000/330	150000/150000/150000	363±2×2.5%	121	13.8
OSFPS-150000/330	150000/150000/40000	330±2×2.5%	121	11
OSFPSZ7-150000/330	150000/150000/40000	$345\ ^{+10.7}_{-8}\%$	121	10.5
OSFPS-120000/330	120000/120000/60000	$330\ ^{+3}_{-1}\times 2.5\%$	121	38.5
SFPSZ-90000/330	90000/90000/90000	345±8×1.25%	121	11
SFPS-90000/330	90000/90000/90000	363±2×2.5%	121	10.5
OSFPSZ-90000/330	90000/90000/30000	345	121±6×1.67%	11

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	空载损耗(kW)	负载损耗(kW)			阻抗电压(%)			连接组标号
		高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—低	
OSFPSZ7-360000/330	89		666		12.33	49.4	36.4	YN, a0, d11
SFP7-360000/330	220		860			14		YN, d11
SSP7-360000/330	274		1000			15.2		YN, d11
OSFPSZ7-240000/330GY	121	580			11	25	12	YN, a0, d11
OSFPS7-240000/330	122	600	122	139	10.5	24.5	12.5	YN, a0, d11
OSFPSZ7-240000/330	60	612			10	62	48	YN, a0, d11
OSFPSZ7-240000/330	162.6	703	578.6	143.8	10.39	24.96	12.72	YN, a0, d11
OSFPSZ7-240000/330	136	556			10.6	24.8	13	YN, a0, d11
SSP7-240000/330	140		780			14.5		YN, d11
OSFPSZ7-240000/330	60.5	588	357	368.9	9.8	13.8	12.5	YN, a0, d11
OSFPSZ7-240000/330	130	593	117	110	10.3	24.5	13.5	YN, a0, d11
SFP7-240000/330	141		717			14.6		YN, d11
OSFPS-240000/330	181	513	98	131	10.5	24.4	12.6	YN, a0, d11
SFP-240000/330	141		780			14.6		YN, d11
OSFPS 240000/330	73.5	565.3	177	180	8.7	15.8	13.1	YN, a0, d11
OSSPSZ7-180000/330	110	550			9.9	25.5	14.5	YN, a0, d11
OSFPSZ-150000/330	122	412			9.24	29.9	16.6	YN, a0, d11
SFP-150000/330	150		600			15.1		YN, d11
SFPS-150000/330	174	555	574	462	22.9	14.6	7.9	YN, YN0, d11
OSFPS-150000/330	141	573	84	106	10	25.1	13.2	YN, a0, d11
OSFPSZ7-150000/330	73	453	91	85	11.1	29	17	YN, a0, d11
OSFPS-120000/330	100	375	159	145	10.1	21.8	10.6	YN, a0, d11
SFPSZ-90000/330	130	370			16	25	7	YN, Yn0, d11
SFPS-90000/330	124	560	48.3	335	23	14.9	7.5	YN, YN0, d11
OSFPSZ-90000/330	97	339	93	78	9.65	25.7	14.3	YN, a0, d11

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-12　　220kV 双绕组无励磁调压电力变压器技术数据表

型　　号	额定容量（kVA）	额定电压（kV）			空载电流（%）
		高　　压	中压	低压	
SFP-400000/220	400000	236±2×2.5%		18	0.8
SFP-360000/220	360000	236±2×2.5%		18	
SSP-360000/220	360000	242±2×2.5%		18	
SFP-360000/220	360000	242±2×2.5%		18	0.28
SFP7-360000/220	360000	242±2×2.5%		18	0.28
SFP7-360000/220	360000	236±2×2.5%		18	0.36
SFP3-360000/220	360000	242±2×2.5%		18	0.33
SFP3-340000/220	340000	242±2×2.5%		20	1.0
SFP-300000/220	300000	242±2×2.5%		15.75	
SFP-300000/220	300000	242±2×2.5%		15	1.0
SFP3-300000/220	300000	242±2×2.5%		15	0.4
SSP2-260000/220	260000	242±2×2.5%		15.75	0.7
SFP7-240000/220	240000	220（242）±2×2.5%		15.75	0.5
SFP-240000/220	240000	242±2×2.5%		15.75	
SSP-240000/220	240000	242±2×2.5%		15.75	
SFP7-240000/220	240000	242±2×2.5%		15.75	0.4
SSP3-240000/220	240000	242 $^{+1}_{-3}$（2）×2.5%		15.75	1.1
SSP3-240000/220	240000	242 $^{+1}_{-3}$（±2）×2.5%		15.75	1.1
SFP3-240000/220	240000	242 $^{+1}_{-3}$（2）×2.5%		15.75	1.1
SFP3-240000/220	240000	242 $^{+1}_{-3}$（±2）×2.5%		15.75	1.1
SFP7-240000/220	240000	242±2×2.5%		15.75	0.7
SSP3-200000/220	200000	242±2×2.5%		13.8	1.1
SSP3-180000/220	180000	242±2×2.5%		15.75	1.2
SFP3-180000/220	180000	220±2×2.5%		69	1.2
SSP3-150000/220	150000	242±2×2.5%		13.8	1.2
SFP3-150000/220	150000	242±2×2.5%		13.8	1.0
SFP3-150000/220	150000	242±2×2.5%		13.8	1.2
SSP7-150000/220	150000	242±2×2.5%		13.8	0.32
SSP7-150000/220	150000	242±2×2.5%		13.8	0.8
SFP3-120000/220	120000	242±2×2.5%		13.8	0.9
SFP3-120000/220	120000	220 $^{+3}_{-1}$×2.5%		69	0.9
SFP7-120000/220	120000	242±2×2.5%		10.5	0.9
SFP1-120000/220	120000	236±2×2.5%		10.5	0.35
SSP7-120000/220	120000	242±2×2.5%		10.5 15.75	0.9
SFP7-120000/220	120000	242±2×2.5%		10.5 15.75	0.9
DSFP-100000/220	100000	242±2×2.5%		13.8	0.6
SFP3-90000/220	90000	220±2×2.5%		66	0.891
SSP3-75000/220TH	75000	242±2×2.5%		10.5	1.3
SFP3-63000/220	63000	220±2×2.5%		69	1.2
SFP3-43000/220	63000	242±2×2.5%		6.3	0.78
SFP7-63000/220	63000	220±2×2.5%		69	1.0
SFP7-50000/220	50000	242±2×2.5%		13.8	1.0
SFP7-40000/220	40000	220±2×2.5%（242）		6.3，6.6，10.5，11	1.1

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　号	空载损耗 (kW)	负载损耗（CN）			阻抗电压（%）			连接组标号
		高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—高	
SFP-400000/220	250		970			14		YN，d11
SFP-360000/220						14		YN，d11
SSP-360000/220						14		YN，d11
SFP-360000/220	190		860			14.3		YN，d11
SFP7-360000/220	190		860			14.3		YN，d11
SFP7-360000/220	272		900			13.5		YN，d11
SFP3-360000/220	199		1079			14.4		YN，d11
SFP3-340000/220	255		1100			14		YN，d11
SFP-300000/220						14		YN，d11
SFP-300000/220	255		1553			14		YN，d11
SFP3-300000/220	185		903			14.5		YN，d11
SSP2-260000/220	235		835			14		YN，d11
SFP7-240000/220	185		620			14		
SFP-240000/220						13		YN，d11
SSP-240000/220						14		YN，d11
SFP7-240000/220	180		630			14		YN，d11
SSP3-240000/220	216		854			14.1		YN，d11
SSP3-240000/220	216		854			14.1		YN，d11
SFP3-240000/220	216		854			14.1		YN，d11
SFP3-240000/220	216		854			14.1		YN，d11
SFP7-240000/220	200		630			14		YN，d11
SSP3-200000/220	199		666			13.1		YN，d11
SSP3-180000/220	170		688			13.4		YN，d11
SFP3-180000/220	170		688			13.2		YN，d11
SSP3-150000/220	150		600			13.25		YN，d11
SFP3-150000/220	160		600			13.4		YN，d11
SFP3-150000/220	150		600			13.25		YN，d11
SSP7-150000/220	124		428			13.3		YN，d11
SSP7-150000/220	140		450			13		YN，d11
SFP3-120000/220	123.5		443			13.8		YN，d11
SFP3-120000/220	131.5		526.5			14.3		YN，d11
SFP7-120000/220	118		385			13		YN，d11
SFP1-120000/220	115		376			12		YN，d11
SSP7-120000/220	118		385			14		YN，d11
SFP7-120000/220	118		385			14		YN，d11
DSFP-100000/220	100		380			13		YN，d11
SFP3-90000/220	115		400			12.5		YN，d11
SSP3-75000/220TH	79.6		342			13.85		YN，d11
SFP3-63000/220	87		290			13.2		YN，d11
SFP3-63000/220	80		290			14.5		YN，d11
SFP7-63000/220	73		245			12.5		YN，d11
SFP7-50000/220	61		210			12		YN，d11
SFP7-40000/220	52		175			12		YN，d11

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-13　　31500～240000kVA 有载调压自耦变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			连接组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	容量分配 (%)	阻抗电压 (%)		
	高压 (kV)	中压 (kV)	低压 (kV)						高—中	高—低	中—低
31500	220±8×1.25%	121	6.3; 6.6; 10.5; 11; 35; 38.5	YN, a0, d11	32	121	0.9	100/100/50	8～10	28～34	18～24
40000					38	147	0.9				
50000					45	175	0.8				
63000					53	210	0.8				
90000					64	276	0.7				
120000			10.5; 11; 35; 38.5		80	343	0.7				
150000					95	406	0.6				
180000					107	466	0.6				
240000					130	600	0.5				

注　表中所列数据为降压结构产品。

附表 16-14　　31500～240000kVA 无励磁调压自耦变压器

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			连接组标号	升压组合		
	高压 (kV)	中压 (kV)	低压 (kV)		空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)
31500	220* 或 242 ±2×2.5%	121	6.6*; 10.5; 11*; 13.8; 35*; 38.5*	YN, a0, d11	31	130	0.9
40000					37	160	0.9
50000					42	189	0.8
63000					50	224	0.8
90000					63	307	0.7
120000			10.5; 11; 13.8 15.75; 18; 35*; 38.5*		77	378	0.7
150000					91	450	0.6
180000					105	515	0.6
240000					124	662	0.5

额定容量 (kVA)	降压组合			阻抗电压 (%)					
				升压			降压		
	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—低
31500	28	110	0.8	12～14	8～12	14～18	8～10	28～34	18～24
40000	33	135	0.8						
50000	38	160	0.7						
63000	45	190	0.7						
90000	57	260	0.6						
120000	70	320	0.6						
150000	82	380	0.5						
180000	95	430	0.5						
240000	112	560	0.4						

注　1. 容量分配升压组合为 100/50/100，降压组合为 100/100/50。

2. 表中阻抗电压为 100%额定容量时的数值。

* 降压变压器用。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-15　　110kV 双绕组无励磁调压电力变压器技术数据表

型　号	额定容量 (kVA)	额定电压 (kV)			空载电流 (%)
		高　压	中压	低压	
SFP7-150000/110	150000	110±2×2.5% (121)		13.8	0.6
SFP7-120000/110	120000	121±2×2.5%		13.8	0.5
SFP-120000/110	120000	121		10.5	
SSPL7-63000/110	63000	121±2×2.5%		13.8	0.6
SFP7-63000/110	63000	110±2×2.5% (121)		10.5	0.6
SFL1-50000/110	50000	110±2×2.5% (121)		0.3, 6.6 10.5, 11	0.7
SF7-40000/110	40000	110		11	0.7
SFL-40000/110	40000	110±2×2.5% (121)		10.5	0.7
SFL7-31500/110	31500	110 121 ±2×2.5%		0.3, 6.6 10.5, 11	0.8
SF7-31500/110	31500	110±2×2.5% (121)		10.5	0.8
SF7-31500/110	31500	110±2×2.5%		10.5	
SF7-31500/110	31500	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5, 11	
SFL7-31500/110	31500	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5, 11	
SFL7-25000/110	25000	110±2×2.5% (121)		10.5	0.9
SF7-25000/110	25000	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5, 11	
SFL7-25000/110	25000	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5, 11	
SFL7-20000/110	20000	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5	0.9
SFL7-20000/110	20000	110±2×2.5% (121)		6.3, 10.5 6.6, 11	0.9
SF-20000/110	20000	110±2×2.5%		27.5	1.025
SFL1-20000/110	20000	110±2×2.5%		27.5	1.2
SF7-20000/110	20000	110±2×2.5% (121)		10.5	0.8
SFL7-20000/110	20000	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5	
SF7-20000/110	20000	110±2×2.5% (121)		6.3, 6.6 10.5, 11	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型 号	空载损耗 (kW)	负载损耗（kW）			阻抗电压（%）			连接组标号
		高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—低	
SFP7-150000/110	107		547			13		YN，d11
SFP7-120000/110	99.4		410			10.5		YN，d11
SFP-120000/110	107		422			10.5		YN，d11
SSPL7-63000/110	50.48		265.5			10.59		YN，d11
SFP7-63000/110	52		254			10.5		YN，d11
SFL1-50000/110	65		260			10.5		YN，d11
SF7-40000/110	46		174			10.5		YN，d11
SFL-40000/110	45		174			10.5		YN，d11
SFL7-31500/110	38.5		148			10.5		YN，d11
SF7-31500/110	31		47			10.5		YN，d11
SF7-31500/110	38.5		14.8			10.5		YN，d11
SF7-31500/110	38.5		148			10.5		YN，d11
SFL7-31500/110	38.5		148			10.5		YN，d11
SFL7-25000/110	31		121			10.5		YN，d11
SF7-25000/110	32.5		123			10.5		YN，d11
SFL7-25000/110	32.5		123			10.5		YN，d11
SFL7-20000/110	27.5		104			10.5		YN，d11
SFL7-20000/110	27.5		104			10.5		YN，d11
SF-20000/110	25.5		100.34			10.324		YN，d11
SFL1-20000/110	29.7		107.3			10.4		YN，d11
SF7-20000/110	27		104			10.5		YN，d11
SFL7-20000/110	27.5		104			10.5		YN，d11
SF7-20000/110	27.5		104			10.5		YN，d11

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-16　　110kV 三绕组无励磁调压电力变压器技术数据表

型　　号	额定容量 (kVA)	额定电压 (kV)			空载电流 (%)
		高　　压	中　　压	低　压	
SFSY7-75000/110	75000	110±2×2.5%	—		0.45
SFPSL7-63000/110	63000	$^{110}_{121}$±2×2.5%	$^{35}_{38.5}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	0.8
SFPS7-63000/110	63000	$^{110}_{121}$±2×2.5%	38.5±5% (35)	6.3，6.6 10.5，11	1.0
SFSY7-50000/110	50000	110±2×2.5%	27.5	27.5	0.54
SFS-50000/110	50000	110	38.5	6.3，6.6 10.5，11	
SFS7-40000/110	40000	$^{121}_{110}$±2×2.5%	38.5±5% (35)	6.3，6.6 10.5，11	1.1
SFSL7-31500/110	31500	$^{110}_{121}$±2×2.5%	$^{35}_{38.5}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	1.0
SFS7-31500/110	31500	110±2×2.5%	38.5±2×2.5%	11	1.02
SFS7-31500/110	31500	$^{110}_{121}$±2×2.5%	38.5±2×2.5% (35)	6.3，6.6 10.5，11	1.0
SFSL7-31500/110	31500	$^{121}_{110}$±2×2.5%	38.5±5% (35)	6.3，6.6 10.5，11	1.1
SFS7-31500/110	31500	$^{110}_{121}$±2×2.5%	$^{35}_{38.5}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	
SFSL7-25000/110	25000	110±2×2.5%	38.5±2×2.5%	11	
SFS7-25000/110	25000	$^{110}_{121}$±2×2.5%	38.5±2×2.5% (35)	6.3，6.6 10.5，11	0.8
SFSL7-25000/110	25000	110	35±2×2.5%	10.5	
SFS7-25000/110	25000	$^{110}_{121}$±2×2.5%	$^{38.5}_{35}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	
SFSL7-25000/110	25000	$^{110}_{121}$±2×2.5%	$^{38.5}_{35}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	
SFSL7-20000/110	20000	$^{110}_{121}$±2×2.5%	$^{35}_{38.5}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	1.1
SFS7-20000/110	20000	$^{121}_{110}$±2×2.5%	$^{35}_{38.5}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	1.0
SFSL7-20000/110	20000	$^{121}_{110}$±2×2.5%	$^{38.5}_{35}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	1.3
SFS7-20000/110	20000	$^{121}_{110}$±2×2.5%	$^{38.5}_{35}$±2×2.5%	6.3，6.6 10.5，11	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

型　　号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)			阻抗电压 (%)			连接组标号
		高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—低	
SFSY7-75000/110	70		267			10.5		YN, d11, d1
SFPSL7-63000/110	77		300		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN, yN0, d11
SFPS7-63000/110	76		265			10.5		YN, yn0, d11
SFSY7-50000/110	54		194.6			9.9		YN, d11, d1
SFS-50000/110	65		250		10.5	17.5	6.5	YN, yn0
SFS7-40000/110	54		193			10.5		YN, yn0, d11
SFSL7-31500/110	46		175		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN, yn0, d11
SFS7-31500/110	46		175		10.5	18	6.5	YN, yn0, d11
SFS7-31500/110	39		165		10	10.5		YN, yn0, d11
SFSL7-31500/110	44		162			10.5		YN, yn0, d11
SFS7-31500/110	46		175		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN, yn0, d11
SFSL7-25000/110	37.7	152.4	151.2+5	112.741	10.25	17.9	6.53	YN, yn0, d11
SFS7-25000/110	33		143			10.5		YN, yn0, d11
SFSL7-25000/110	38		148		17—18	10.5	6.5	YN, yn0, d11
SFS7-25000/110	38.5		148		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN, yn0, d11
SFSL7-25000/110	38.5		148		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	65	YN, yn0, d11
SFSL7-20000/110	33		125		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN, yn0, d11
SFS7-20000/110	26		123			10.5		YN, yn0, d11
SFSL7-20000/110	32		123			17.5		YN, yn0, d11
SFS7-20000/110	33		125		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN, yn0, d1

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

3

附表 16-17　　110kV 三绕组有载调压电力变压器技术数据表

型号	额定容量 (kVA)	额定电压 (kV) 高压	额定电压 (kV) 中压	额定电压 (kV) 低压	空载电流 (%)
SFPSZ7-63000/110	63000	115±8×1.25%	38.5±5%	6.3	1
SFSZ7-63000/110	63000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.6、10.5 6.3、11	1.2
SFSZ-63000/110	63000	110±8×1.25%	38.5±5%	11	
SFPSZ7-63000/110	63000	121/110±3×2.5%	38.5/35±5%	6.3、6.6 10.5、11	0.8
SSPSZ1-50000/110	50000	121±3×2.5%	38.5±5%	13.8	
SFSZ7-50000/110	50000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.3
SFSZQ7-40000/110	40000	110±8×1.25%	38.5±5%	10.5	1.1
SFSZL7-40000/110	40000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.3
SFSZ7-40000/110	40000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.3
SFSZL-40000/110	40000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	
SFSZ7-40000/110	40000	121/110±4×2.5%	38.5/35±5%	6.3、6.6 10.5、11	1.1
SFSZ7-31500/110	31500	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	11	1.09
SFSZQ7-31500/110	31500	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	10.5	1.15
SFSLZ1-31500/110	31500	110±8×1.25%	38.5±5%	11	0.7
SFSZL7-31500/110	31500	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.4
SFSZL-31500/110	31500	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	11	
SFSZ7-31500/110	31500	121/110±8×1.25%	38.5/35±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	0.8
SFSZL7-31500/110	31500	121/110±3×2.5%	38.5/35±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.1
SFSZL7-20000/110	30000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.5
SFSZ1-20000/110	20000	121±3×2.5%	36.75±5%	10.5	
SFSZ7-20000/110	20000	110±8×1.25%	38.5±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	1.5
SFSZL-20000/110	20000	110	38.5	6.3、6.6 10.5、11	
SFSZ7-20000/110	20000	110/121±3×2.5%	38.5/35±2×2.5%	6.3、6.6 10.5、11	0.9

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

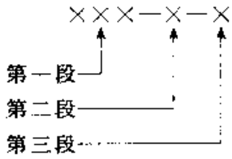
型　号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)			阻抗电压 (%)			连接组标号
		高—中	高—低	中—低	高—中	高—低	中—低	
SFPSZ7-63000/110	84.7		300		10.5	18.5	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ7-63000/110	84.7		300		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ-63000/110	77		300		10.5	15.5	6.5	YN，yn0，d11
SFPSZ7-63000/110	67		270			10.5		YN，yn0，d11
SSPSZ1-50000/110	64.74	24.679	23.601	188.13	17.89	10.49	6.262	YN，yn0，d11
SFSZ7-50000/110	71.2		250		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZQ7-40000/110	60.2		210		10.5	17.5	6.5	YN，yn0，d11
SFSZL7-40000/110	60.2		210		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ7-40000/110	60.2		210		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZL-40000/110	60.2		210		10.5	17.5	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ7-40000/110	54		192			10.5		YN，yn0，d11
SFSZ7-31500/110	50.3		175		10.5	17.5	6.5	YN，yn0，d11
SFSZQ7-31500/110	50.3		175		10.5	18	6.5	YN，yn0，d11
SFSLZ1-31500/110	34.5	175	175	165	10.5	17—18	6.5	YN，yn0，d11
SFSZL7-31500/110	50.3		175		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZL-31500/110	50.3		175		10.5	17.5	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ7-31500/110	38		160			10.5		YN，yn0，d11
SFSZL7-31500/110	46		160			10.5		YN，yn0，d11
SFSZL7-20000/110	35.8		125		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ1-20000/110	31.25	131.7	138.65	99.68	10.74	17.88	6.21	YN，yn0，d11
SFSZ7-20000/110	35.8		125		17—18 (10.5)	10.5 (17—18)	6.5	YN，yn0，d11
SFSZL-20000/110	33		125		10.5	17.5	6.5	YN，yn0，d11
SFSZ7-20000/110	26		121			10.5		YN，yn0，d11

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

八、电力电容器

(一) 型号说明

电力电容器型号由三段组成。



1. 第一段

(1) 第一个字母为系列代号：

A——交流滤波电容器；

B——并联电容器；

C——串联电容器。

(2) 第二、三个字母为介质代号：

FF——二芳基乙烷浸膜纸复合介质；

WF——烷基苯浸膜纸复合介质；

W——烷基苯浸纸介质。

2. 第二段

表示额定电压 (kV)。

3. 第三段

表示相数。

(二) 电力电容器技术数据表

电力电容器技术数据表见附表 16-18～附表 16-20。

附表 16-18　　密集型并联电容器技术数据表

型　号	额定电压 (kV)	额定容量 (kvar)	型　号	额定电压 (kV)	额定容量 (kvar)
BFF 6.6/$\sqrt{3}$ -1000-1	6.6	1000	BFF 11/$\sqrt{3}$ -1200-3	11/$\sqrt{3}$	1200
BFF 11/$\sqrt{3}$ -1200-1	11/$\sqrt{3}$	1200	BFF 11/$\sqrt{3}$ -1400-3	11/$\sqrt{3}$	1400
BFF 11/$\sqrt{3}$ -1400-1	11/$\sqrt{3}$	1400	BFF 11/$\sqrt{3}$ -1500-3	11/$\sqrt{3}$	1500
BFF 11/$\sqrt{3}$ -1500-1	11/$\sqrt{3}$	1500	BFF 11/$\sqrt{3}$ -1600-3	11/$\sqrt{3}$	1600
BFF 11/$\sqrt{3}$ -1600-1	11/$\sqrt{3}$	1600	BFF 11/$\sqrt{3}$ -1800-3	11/$\sqrt{3}$	1800
BFF 11/$\sqrt{3}$ -1667-1	11.5/$\sqrt{3}$	1667	BWF 11-1800-3	11	1800
BFF 12.5/$\sqrt{3}$ -1667-1	12.5/$\sqrt{3}$	1667	BFF 11/$\sqrt{3}$ -2000-3	11/$\sqrt{3}$	2000
BFF 11/$\sqrt{3}$ -1800-1	11/$\sqrt{3}$	1800	BFF 11/$\sqrt{3}$ -2400-3	11/$\sqrt{3}$	2400
BFF 6.6/$\sqrt{3}$ -2000-1	6.6/$\sqrt{3}$	2000	BFF 11/$\sqrt{3}$ -3000-3	11/$\sqrt{3}$	3000
BFF 11/$\sqrt{3}$ -2000-1	11/$\sqrt{3}$	2000	BFF 11-3000-3	11	3000
BFF 11 $\sqrt{3}$ -2400-1	11/$\sqrt{3}$	2400	BFF 11/$\sqrt{3}$ -3600-3	11/$\sqrt{3}$	3600
BFF 11/$\sqrt{3}$ -2500-1	11/$\sqrt{3}$	2500	BWF 11-3600-3	11	3600
BFF 11/$\sqrt{3}$ -3000-1	11/$\sqrt{3}$	3000	BFF 11/$\sqrt{3}$ -4800-3	11/$\sqrt{3}$	4800
BFF 11/$\sqrt{3}$ -3334-1	11/$\sqrt{3}$	3334	BFF 11/$\sqrt{3}$ -5200-3	11/$\sqrt{3}$	5000
BFF 66/$\sqrt{3}$ -1000-1	66/$\sqrt{3}$	1000	BWF 11-5000-3	11	5000
BFF 66/$\sqrt{3}$ -2000-1	66/$\sqrt{3}$	2000			

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-19　　　　交流滤波电容器技术数据表

型　　号	额定电压 (kV)	基波额定电压 (kV)	额定容量 (kvar)	额定电容 (μF)
AWF 1.25-45-1	1.25	1.07	45	104.5
AFF 6.15-234.6-1	6.15		234.6	19.75
AFF 6.79-270-1	6.79		270	18.67
AWF 7.4-25-1	7.4	6.3	25	1.45
AFF 7.29-276.8-1	7.29		276.8	16.6
AFF 7.84-77.8-1	7.84		77.8	4.71
AWF 8.15-70-1	8.15	0.758	70	4.025
AFF 8.4-50-1	8.4		50	2.62
AWF 10-70-1	10	7.6	70	2.59
AFF 13-200-1	13		200	3.16
AWF 9-68-1	9	7.4	68	3.102
AWF 7.5-59-1	7.5	5.9	59	4.396
AWF 8.6-90-1	8.6	6.3	90	4.3
AFF 13-334-1	13		334	6.29
AFF 15-200-1	15		200	2.83
AFF 15-100-1	15		100	1.42
AFF 17.5-100-1	17.5		100	1.04

附表 16-20　　　　串联补偿电容器技术数据表

型　　号	额定电压 (kV)	额定容量 (kvar)	额定电容 (μF)	型　　号	额定电压 (kV)	额定容量 (kvar)	额定电容 (μF)
CW 0.6-20-1	0.6	20	176.928	CWF 1-45-1	1	45	143.312

九、电抗器

（一）型号说明

电抗器型号由 2 段组成。

×××—×/×

第一段

第二段

1. 第一段

（1）前二个字母表示类型：

BK——并联电抗器；

CK——串联电抗器。

（2）第三个字母表示特性：

D——单相；

S——三相；

GKL——干式、空心、铝线；

Q——加强。

2. 第二段

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

分子表示额定容量（kvar）；分母表示额定电压（kV）。

（二）电抗器技术数据表

电抗器技术数据表见附表16-21～附表16-24。

附表16-21　　BK型电抗器（油浸）技术数据表

型号	额定容量（kvar）	额定电压（kV）	电抗（Ω）	型号	额定容量（kvar）	额定电压（kV）	电抗（Ω）
BKD-50000/500	50000	$500/\sqrt{3}$	2016.7	BKS-30000/35	30000	37	45.63
BKD-30000/330	30000	$363/\sqrt{3}$	1464.1	BKS-30000/35	30000	35	40.8
BKD-20000/330	20000	$363/\sqrt{3}$	2196.2	BKD-30000/15	30000	15	7.5
BKS-30000/60	30000	66	145.2				
BKS-30000/60	30000	60	120	BKD-30000/10	30000	10.5	3.675

附表16-22　　BKGKL型电抗器（干式、单相）技术数据表

产品型号	额定电压（kV）	额定容量（kvar）	额定电感（mH）	电抗（Ω）	额定电流（A）	损耗比（%）
BKGKL-1000/10	10	1000	106.9	33.33	173.2	1.28
BKGKL-2000/10	10	2000	53.16	16.7	346.4	0.74
BKGKL-3333/10	10	3333	31.83	10.0	577.4	0.7
BKGKL-5000/10	10	5000	21.22	6.67	866.0	0.6
BKGKL-6700/10	10	6700	15.84	4.98	1160.5	0.52
BKGKL-10000/10	10	10000	10.61	3.33	1732.1	0.43
BKGKL-15000/10	10	15000	7.07	2.22	2598.1	0.36
BKGKL-2000/15.75	15.75	2000	131.59	41.34	219.9	0.81
BKGKL-3333/15.75	15.75	3333	79.0	24.8	366.6	0.73
BKGKL-5000/15.75	15.75	5000	52.64	16.54	549.9	0.63
BKGKL-6700/15.75	15.75	6700	39.28	12.34	736.8	0.52
BKGKL-10000/15.75	15.75	10000	26.32	8.27	1099.7	0.44
BKGKL-15000/15.75	15.75	15000	17.55	5.51	1649.6	0.37
BKGKL-20000/15.75	15.75	20000	13.16	4.13	2199.5	0.34
BKGKL-2000/35	35	2000	650.0	204.1	99.0	0.9
BKGKL-3333/35	35	3333	389.8	122.47	165.0	0.72
BKGKL-5000/35	35	5000	259.9	81.66	247.4	0.64
BKGKL-6700/35	35	6700	194.0	60.94	331.6	0.56
BKGKL-10000/35	35	10000	130.0	40.83	495	0.45
BKGKL-15000/35	35	15000	86.6	27.22	742.3	0.37
BKGKL-20000/35	35	20000	65.0	20.42	989.8	0.32

附表16-23　　CKS、CKSQ型串联电抗器技术数据表

产品型号	额定容量（kvar）	线路电压（kV）	端子电流（A）	电抗率（%）	阻抗（Ω）	损耗（W）
CKS(Q)-36/6	36	6.3	55	6	3.96	690
CKS(Q)-60/6	60	6.3	92	6	2.37	1060
CKS(Q)-90/6	90	6.3	137.5	6	1.58	1500
CKS(Q)-120/6	120	6.3	183.5	6	1.19	1910
CKS(Q)-150/6	150	6.3	229	6	0.95	2310
CKS(Q)-180/6	180	6.3	275	6	0.79	2690

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

产品型号	额定容量 (kvar)	线路电压 (kV)	端子电流 (A)	电抗率 (%)	阻抗 (Ω)	损耗 (W)
CKS(Q)-240/6	240	6.3	367	6	0.59	3440
CKS(Q)-300/6	300	6.3	459	6	0.47	4160
CKS(Q)-360/6	360	6.3	550.5	6	0.40	4850
CKS(Q)-450/6	450	6.3		6		5890
CKS(Q)-600/6	600	6.3		6		1130
CKS(Q)-900/6	900	6.3		6		1172
CKS(Q)-36/10	36	10.5	33	6		650
CKS(Q)-60/10	60	10.5	55	6	6.62	950
CKS(Q)-90/10	90	10.5	82.6	6	4.41	1300
CKS(Q)-120/10	120	10.5	111.2	6	3.31	1600
CKS(Q)-150/10	150	10.5	137.7	6	2.66	1900
CKS(Q)-180/10	180	10.5	165.3	6	2.21	2200
CKS(Q)-240/10	240	10.5	220.4	6	1.65	2800
CKS(Q)-300/10	300	10.5	275.5	6	1.32	3200
CKS(Q)-360/10	360	10.5	330.6	6		3700
CKS(Q)-450/10	450	10.5	413.2	6	0.88	4600
CKS(Q)-600/10	600	10.5	551	6	0.6	5400
CKS(Q)-1300/10	1300	10.5	1190	6		7400
CKSQ-60/35	60	35	16.5	6,10	73.45	
CKSQ-90/35	90	35	24.75	6,10	48.97	1060
CKSQ-120/35	120	35	33	6,10	36.73	1910
CKSQ-150/35	150	35	41.25	6,10	29.38	2310
CKSQ-180/35	180	35	49.5	6,10	24.48	2690
CKSQ-240/35	240	35	66	6,10	18.36	
CKSQ-300/35	300	35	82.5	6,10	14.69	4160
CKSQ-360/35	360	35	99	6,10	12.24	4850
CKSQ-450/35	450	35	123.76	6	9.79	8590
CKSQ-600/35	602	35	165	6	7.34	11700
CKSQ-900/35	900	35	247.4	6		11720

附表 16-24　　CKD、CKDQ 型串联电抗器技术数据表

产品型号	额定容量 (kvar)	线路电压 (kV)	额定电流 (A)	电抗率 (%)	阻抗 (Ω)	损耗 (W)
CKD-50/35	50	35	41.25		29.38	
CKD-80/35	80	35	66		18.36	
CKD-100/35	100	35	82.5		14.69	
CKD-120/35	120	35	99		12.24	
CKD(Q)-150/35	150	35	123.76	6	9.79	3200
CKD(Q)-180/35	180	35	148.51		8.16	
CKD(Q)-200/35	200	35	165	6	7.34	3000
CKD(Q)-300/35	300	35	247.52	6	4.89	3120
CKD(Q)-400/35	400	35	321	6		6000
CKD-450/35	450	35	371.29		3.26	
CKD-600/35	600	35	495.05		2.45	
CKD(Q)-100/60	100	63	43.7		52.52	
CKD(Q)-200/60	200	63	87.5		26.13	2600
CKD(Q)-300/60	300	63	131.2	6	17.42	
CKD(Q)-400/60	400	63	175	6	13.06	5200
CKD(Q)-500/60	500	63	218.7		10.45	
CKD(Q)-600/60	600	53	262.5		8.7	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

十、并联补偿成套装置

（一）型号说明

并联补偿成套装置型号由 3 段组成。

```
×××—×  ×/×
  ↑    ↑    ↑
第一段─┘    │    │
第二段──────┘    │
第三段───────────┘
```

1. 第一段

第一个字母 T 表示成套；第二、三个字母 BB 表示并联补偿。

2. 第二段

表示额定电压（kV）

3. 第三段

分子表示总容量（kvar）；分母表示单台容量（kvar）。

（二）并联补偿成套装置技术数据表

并联补偿成套装置技术数据表见附表 16-25。

附表 16-25　　并联补偿成套装置技术数据表

型　号	额定电压 (kV)	总容量 (kvar)	单台容量 (kvar)	型　号	额定电压 (kV)	总容量 (kvar)	单台容量 (kvar)
TBB6-750/50	6	750	50	TBB10-3000/334	10	3000	50,100,200,334
TBB6-900/50	6	900	50	TBB10-3600/3600	10	3600	3600
TBB6-1050/50	6	1050	50	TBB10-4000/334	10	4000	334
TBB6-1200/50	6	1200	50	TBB10-4200/100	10	4200	50,100
TBB6-1500/100	6	1500	30,50,100	TBB10-4500/50	10	4500	50
TBB6-1800/50	6	1800	50	TBB10-4800/200	10	4800	50,100,200
TBB6-2100/50	6	2100	50	TBB10-5000/1667	10	5000	50,100,334,166
TBB6-2400/50	6	2400	50	TBB10-5400/200	10	5400	100,200
TBB6-2700/50	6	2700	50	TBB10-6000/2000	10	6000	50,100,200,334,2000
TBB6-3000/100	6	3000	30,50,100				
TBB6-4200/100	6	4200	50,100	TBB10-6900/50	10	6900	50
TBB6-4800/100	6	4800	100	TBB10-7000/334	10	7000	334
TBB6-5100/50	6	5100	50	TBB10-7200/200	10	7200	100,200
TBB6-5400/100	6	5400	100	TBB10-7500/100	10	7500	100,50
TBB6-6000/100	6	6000	100	TBB10-7800/100	10	7800	100
TBB10-750/50	10	750	50	TBB10-8000/334	10	8000	334
TBB10-900/50	10	900	50	TBB10-8400/200	10	8400	200,100
TBB10-1000/50	10	1000	50	TBB10-9000/334	10	9000	334
TBB10-1050/50	10	1050	50	TBB10-9600/200	10	9600	100,200
TBB10-1200/50	10	1200	50	TBB10-10000/334	10	10000	100,334,3334
TBB10-1500/50	10	1500	50	TBB10-10800/200	10	10800	200
TBB10-1800/50	10	1800	50	TBB10-11000/334	10	11000	334
TBB10-2000/334	10	2000	50,100,334	TBB10-12000/334	10	12000	200,334
TBB10-2100/50	10	2100	50	TBB10-21600/100	10	21000	100
TBB10-2400/50	10	2400	50	TBB10-24000/100	10	24000	100
TBB10-2700/50	10	2700	50	TBB10-31200/100	10	31200	100

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	额定电压 (kV)	总容量 (kvar)	单台容量 (kvar)	型号	额定电压 (kV)	总容量 (kvar)	单台容量 (kvar)
TBB35-1200/50	35	1200	50	TBB35-20040/334	35	20040	334
TBB35-2400/50	35	2400	50	TBB35-40080/334	35	40080	334
TBB35-3000/50	35	3000	50	TBB35-60120/334	35	60120	334
TBB35-4800/50	35	4800	50	TBB60-9600/100	60	9600	100
TBB35-5100/50	35	5100	50	TBB60-20040/334	60(66)	20040	334
TBB35-9600/200	35	9600	100,200,	TBB6-32064/334	66	32064	334
TBB35-10020/334	35	10020	334				
TBB35-10800/100	35	10800	100	TBB60-40080/334	60	40080	334
TBB35-14400/100	35	14400	100	TBB60-60120/334	60(66)	60120	334

十一、消弧线圈

（一）型号说明

消弧线圈型号由二段组成。

××—×/×

第一段—（××）　　第二段—（×/×）

1. 第一段

X——消弧线圈；

D——单相。

2. 第二段

分子表示额定容量（kVA）；分母表示电压（kV）。

（二）消弧线圈技术数据表

XD型消弧线圈技术数据表见附表16-26。

附表16-26　　XD型消弧线圈技术数据表

产品型号	容量 (kVA)	电压 (kV)	电流 (A)	电抗 (Ω)
XD-44/6	22.7～45.5	$6.3/\sqrt{3}$	6.25～12.5	582～291
XD-57.5/6	45.5～91	$6.3/\sqrt{3}$	12.5～25	291～145.5
XD-175/6	91～182	$6.3/\sqrt{3}$	25～50	145.5～72.8
XD-350/6	182～364	$6.3/\sqrt{3}$	50～100	72.8～36.4
XD-700/6	364～728	$6.3/\sqrt{3}$	100～200	36.4～18.2
XD-1400/6	728～1455	$6.3/\sqrt{3}$	200～400	18.2～9.1
XD-300/10	251～303	$10.5/\sqrt{3}$	25～50	242.4～121.2
XD-600/10	303～606	$10.5/\sqrt{3}$	50～100	121.2～60.6
XD-1200/10	606～1212	$10.5/\sqrt{3}$	100～200	60.6～30.3
XD-275/35	139～278	$38.5/\sqrt{3}$	6.25～12.5	3557～1778
XD-550/35	278～556	$38.5/\sqrt{3}$	12.5～25	1778～889
XD-1110/35	550～1112	$38.5/\sqrt{3}$	25～50	889～445
XD-2220/35	1112～2223	$38.5/\sqrt{3}$	50～100	445～222
XD-700/44	350～700	$48.4/\sqrt{3}$	12.5～25	2440～1120
XD-1400/44	700～1400	$48.4/\sqrt{3}$	25～50	1120～560
XD-950/60	476～953	$66/\sqrt{3}$	12.5～25	3049～1524
XD-1900/60	953～1966	$66/\sqrt{3}$	25～50	1524～762
XD-3800/60	1966～3811	$66/\sqrt{3}$	50～100	762～381

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附录 16-2 发变电设备电气参数

附表 16-27　　　　国产汽轮发电机

型　号	TQ-25-2	TQC-25	QFS_2-25-2	QF-25-2	QF-25-2	TQSS-30-2
额定容量（MVA）	31.25	31.25	31.25	31.25	31.25	37.5
额定功率（MW）	25	25	25	25	25	30
额定电压（kV）	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
额定电流（kA）	2.86	2.86	2.86	2.86	2.86	3.44
额定功率因数	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
额定转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000	3000
短路比	0.547	0.48		0.606	0.62	
I_2^2t						
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.95	2.26	3.2157	1.9072	1.83	2.38
饱和						
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.203	0.228	0.4187	0.1972	0.172	0.305
饱和						
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.128	0.16	0.2407	0.1222	0.115	0.19
饱和						
$x_{q(p.u.)}$不饱和						
饱和						
$x'_{q(p.u.)}$不饱和						
饱和						
$x''_{q(p.u.)}$不饱和						
饱和						
$x_{l(p.u.)}$		0.137			0.0972	0.165
$x_{2(p.u.)}$	0.156	0.223	0.2936	0.1492	0.146	0.232
$x_{0(p.u.)}$	0.086	0.0794	0.1026	0.0637	0.0538	0.09
R_a（Ω）75℃时			0.00803			0.00597
R_2（Ω）75℃时						
R_F（Ω）75℃时		0.3885	0.1566		0.3851	0.2548
$x_{F(p.u.)}$		2.17			2.28	
T'_d（s）		1.28	0.554		1.13	0.57
T''_d（s）		0.06	0.0692		0.05	0.15
T'_{d0}（s）			4.25	11.585		4.42
T''_{d0}（s）				0.242		
T'_q（s）						
T''_q（s）						
T'_{q0}（s）				1.97		
T''_{q0}（s）				2.571		
T_a（s）		0.098			0.128	
$S_{F1.0}$						0.0473
$S_{F1.2}$						0.1692
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	60.91	61.65	14.8	60.91	60.79	
包括原动机				121.82		

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型 号	QFS-50-2	QFS-50-2	QFQ-50-2	TQQ-50-2	QFS-60-2	QFSF-60-2
额定容量（MVA）	62.5	62.5	62.5	62.5	75	75
额定功率（MW）	50	50	50	50	60	60
额定电压（kV）	10.5	6.3	10.5	10.5	6.3	10.5
额定电流（kA）	3.44	5.728	3.44	3.44	6.87	4.125
额定功率因数	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
额定转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000	3000
短路比						
I_2^2t						
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.736	1.5665	1.86	1.832	1.9264	2.0875
饱和						
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.216	0.1982	0.20	0.20	0.242	0.258
饱和						
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.141	0.1319	0.124	0.134	0.1537	0.1625
饱和						
$x_{q(p.u.)}$不饱和						
饱和						
$x'_{q(p.u.)}$不饱和						
饱和						
$x''_{q(p.u.)}$不饱和						
饱和						
$x_{1(p.u.)}$		0.1069			0.1287	0.1375
$x_{2(p.u.)}$	0.172	0.1609	0.1525	0.1644	0.1875	0.1983
$x_{0(p.u.)}$	0.0651	0.0541	0.081	0.0516	0.0721	0.0775
R_a（Ω）75℃时					0.00455	0.00454
R_2（Ω）75℃时						
R_F（Ω）75℃时					0.1812	0.1883
$x_{F(p.u.)}$						
T'_d（s）		0.819			0.764	0.727
T''_d（s）		0.102			0.0955	0.091
T'_{d0}（s）		6.47	11.22		6.084	5.86
T''_{d0}（s）			0.243			
T'_q（s）						
T''_q（s）						
T'_{q0}（s）			2.516			
T''_{q0}（s）			2.488			
T_a（s）						
$S_{F1.0}$		0.1111			0.2438	0.1488
$S_{F1.2}$		0.537			0.4505	0.5061
$E_{MW \cdot s}$不包括原动机	61.65	61.65	114.67	166.46	77.06	77.06
包括原动机			222.43	274.22		

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　　号	TB_4-60-2	SQF-75-2	TQN-100-2	QFS-100-2	SQF-100-2
额定容量（MVA）	75	93.75	117.6	117.6	117.6
额定功率（MW）	60	75	100	100	100
额定电压（kV）	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
额定电流（kA）	4.125	5.15	6.475	6.47	6.47
额定功率因数	0.8	0.8	0.85	0.85	0.85
额定转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
短路比				0.365	
I_2^2t					
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.97	2.4	1.81	3.285	1.628
饱和					
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.222	0.305	0.286	0.405	0.228
饱和					
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.145	0.236	0.1833	0.2395	0.183
饱和					
$x_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x'_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x''_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x_{l(p.u.)}$	0.0753	0.198			
$x_{2(p.u.)}$	0.212	0.238	0.223	0.2925	0.1925
$x_{0(p.u.)}$	0.181	0.106	0.092	0.1213	0.0754
R_a（Ω）75℃时					
R_2（Ω）75℃时					
R_F（Ω）75℃时		0.1772			
$x_{F(p.u.)}$		9.7			
T'_d（s）		0.585			
T''_d（s）		0.043			
T'_{d0}（s）	11.18				
T''_{d0}（s）					
T'_q（s）					
T''_q（s）					
T'_{q0}（s）					
T''_{q0}（s）					
T_a（s）		0.334			
$S_{Fl.0}$					
$S_{Fl.2}$					
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	119.6	65.6	160.29		760.29
包括原动机			399.49		424.15

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　　号	TQN-100-2	SQF-100-2	QFS-125-2	QFQS-200-2	QFQS-200-2
额定容量（MVA）	125	125	147	235.3	235.3
额定功率（MW）	100	100	125	200	200
额定电压（kV）	10.5	10.5	13.8	15.75	15.75
额定电流（kA）	6.875	6.875	6.15	8.625	8.625
额定功率因数	0.8	0.8	0.85	0.85	0.85
额定转速（r/min）	3000	3000	3000	3000	3000
短路比			0.565	0.542	
I_2^2t					
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.806	1.49	1.867	1.9406	1.9497
饱和					
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.285	0.237	0.257	0.2456	0.2423
饱和					
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.183	0.191	0.18	0.1456	0.1444
饱和					
$x_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x'_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x''_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x_{l(p.u.)}$		0.14	0.155		
$x_{2(p.u.)}$	0.223	0.176	0.22	0.151	0.1762
$x_{0(p.u.)}$	0.092	0.111	0.069	0.0777	0.0785
R_a（Ω）75℃时			0.00389		
R_2（Ω）75℃时					
R_F（Ω）75℃时		0.1928	0.1736		
$x_{F(p.u.)}$		10.03	0.111		
T'_d（s）		0.655	0.95		
T''_d（s）		0.042	0.119		
T'_{d0}（s）	6.2		6.9	7.68	
T''_{d0}（s）				0.205	
T'_q（s）					
T''_q（s）					
T'_{q0}（s）				1.347	
T''_{q0}（s）				1.781	
T_a（s）		0.114			
$S_{F1.0}$			0.0496		
$S_{F1.2}$			0.233		
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	209.61	101.97	175.09	283.59	283.59
包括原动机				646.09	646.09

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　　号	QFS-300-2	QFN-300-2	QFSN-300-2	QFN-600-2	QFSN-600-2
额定容量 (MVA)	353	353	353	666.7	666.7
额定功率 (MW)	300	300	300	600	600
额定电压 (kV)	18	20	20	20	20
额定电流 (kA)	11.32	10.189	10.189	19.245	19.245
额定功率因数	0.85	0.85	0.85	0.90	0.90
额定转速 (r/min)	3000	3000	3000	3000	3000
短路比	0.469	0.609	0.599	0.5	0.542
I_2^2t		10	10	10	
$x_{d(p.u.)}$不饱和	2.24	1.822	1.80	2.0858	2.155
饱和		—		1.661	
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.26	0.3205	0.229	0.2941	0.301
饱和		0.282	0.202	0.2588	0.265
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.165	0.2564	0.174	0.2367	0.223
饱和		0.236	0.16	0.2178	0.205
$x_{q(p.u.)}$不饱和		1.802	1.75	2.049	2.10
饱和				1.624	
$x'_{q(p.u.)}$不饱和		0.52	0.38	0.445	0.448
饱和		0.45	0.336	0.4004	0.395
$x''_{q(p.u.)}$不饱和		0.252	0.172	0.2329	0.218
饱和		0.232	0.158	0.2143	0.201
$x_{l(p.u.)}$	0.1419	0.189	0.136	0.174	0.158
$x_{2(p.u.)}$	0.2014	0.254	0.173	0.2348	0.221
$x_{0(p.u.)}$	0.088	0.146	0.079	0.1078	0.10
R_a (Ω) 75℃时	0.002757	0.0019	0.00261	0.003015	0.001485
R_2 (Ω) 75℃时		0.0308			0.03767
R_F (Ω) 75℃时	0.2659	0.133	0.1145	0.07715	0.09643
$x_{F(p.u.)}$		0.143	0.106		0.153
T'_d (s)	1.02	0.83	0.965	0.855	1.016
T''_d (s)	0.127	0.035	0.035		0.035
T'_{d0} (s)	8.806	5.36	8.6	6.064	8.27
T''_{d0} (s)		0.042	0.0442	0.042	0.045
T'_q (s)		0.15	0.184		0.173
T''_q (s)		0.035	0.035		0.035
T'_{q0} (s)		0.6	0.956	0.674	0.919
T''_{q0} (s)		0.068	0.0744	0.065	0.069
T_a (s)		0.443	0.219		0.261
$S_{F1.0}$	0.032	0.111	0.0676		0.216
$S_{F1.2}$	0.233	0.395	0.477		0.714
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	419.22	289.76	403.19	456.95	
包括原动机				2898.8	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-28 进口汽轮发电机

型　号	MB-J	TA30046
额定容量 (MVA)	412	423.5
额定功率 (MW)	350	360
额定电压 (kV)	21	24
额定电流 (kA)	11.327	10.189
额定功率因数	0.85	0.85
额定转速 (r/min)	3000	3000
短路比	≥0.5	
I_2^2t		
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.85	1.91
饱和	1.57	
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.326	0.335
饱和	0.287	0.295
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.314	0.237
饱和	0.251	0.201
$x_{q(p.u.)}$不饱和	1.82	
饱和		
$x'_{q(p.u.)}$不饱和		
饱和	0.472	
$x''_{q(p.u.)}$不饱和		
饱和	0.25	
$x_{1(p.u.)}$	0.202	
$x_{2(p.u.)}$	0.25	0.247
$x_{0(p.u.)}$	0.127	0.103
R_a (Ω) 75℃时	0.00153	
R_2 (Ω) 75℃时		
R_F (Ω) 75℃时	0.146	
$x_{F(p.u.)}$		
T'_d (s)	1.10	
T''_d (s)	0.015	
T'_{d0} (s)	6.8	
T''_{d0} (s)	0.015	
T'_q (s)		
T''_q (s)	0.015	
T'_{q0} (s)		
T''_{q0} (s)	0.0651	
T_a (s)	0.556	
$S_{F1.0}$	0.167	
$S_{F1.2}$	0.471	
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	314.42	350.2
包括原动机	1571.8	861.5

附表 16-29 水轮发电机

型　号	TS900/71-56	TS410/159-16
额定容量 (MVA)	33	40
额定功率 (MW)	28	34
额定电压 (kV)	10.5	6.3
额定电流 (kA)	1.815	3.67
额定功率因数	0.85	0.85
额定转速 (r/min)	107	375
短路比	1.095	1.077
I_2^2t		
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.0344	1.0683
饱和		
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.373	0.289
饱和		
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.264	0.199
饱和		
$x_{q(p.u.)}$不饱和	0.7334	0.7077
饱和		
$x'_{q(p.u.)}$不饱和	0.733	0.707
饱和		
$x''_{q(p.u.)}$不饱和	0.275	0.162
饱和		
$x_{1(p.u.)}$	0.1174	0.1163
$x_{2(p.u.)}$	0.27	0.181
$x_{0(p.u.)}$	0.1	0.061
R_a (Ω) 75℃时		
R_2 (Ω) 75℃时		
R_F (Ω) 75℃时		
$x_{F(p.u.)}$		
T'_d (s)	1.377	1.867
T''_d (s)		
T'_{d0} (s)	3.83	6.9
T''_{d0} (s)	0.0519	
T'_q (s)		
T''_q (s)		
T'_{q0} (s)		
T''_{q0} (s)		
T_a (s)		
$S_{F1.0}$		
$S_{F1.2}$		
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	125.5	109.8
包括原动机		

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　　号	HVS840/100-56	TS425/125-12	H-7178/10	TS425/125-12
额定容量（MVA）	42.4		45	47.1
额定功率（MW）	36	40	36	40
额定电压（kV）	10.5	13.8	10.5	13.8
额定电流（kA）	2.33		2.47	1.97
额定功率因数	0.85	0.9	0.8	0.85
额定转速（r/min）	107	500	600	500
短路比	1.16			0.931
I_2^2t				
$x_{d(p.u.)}$不饱和	0.956	1.2535	1.028	1.3173
饱和				
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.266	0.2585	0.22	0.2668
饱和				
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.186	0.177	0.1944	0.1823
饱和				
$x_{q(p.u.)}$不饱和	0.631	0.7695	0.47	0.8073
饱和				
$x'_{q(p.u.)}$不饱和		0.7695		0.769
饱和				
$x''_{q(p.u.)}$不饱和	0.205	0.191		0.191
饱和				
$x_{1(p.u.)}$	0.106	0.109		
$x_{2(p.u.)}$	0.1955	0.184	0.152	0.1884
$x_{0(p.u.)}$	0.0618	0.0705		0.0705
R_a（Ω）75℃时	0.02614			
R_2（Ω）75℃时				
R_F（Ω）75℃时	0.4868			
$x_{F(p.u.)}$				
T'_d（s）		1.254		1.254
T''_d（s）				
T'_{d0}（s）		6.35		6.35
T''_{d0}（s）		0.083		0.083
T'_q（s）				
T''_q（s）				
T'_{q0}（s）				
T''_{q0}（s）				
T_a（s）				
$S_{F1.0}$				
$S_{F1.2}$				
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	70.58	133.6	138.1	
包括原动机				

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	TS854/120-48	TS900/135-56	TS1350/135-96	TS1350/135-96	CBH1340/150-96
额定容量（MVA）	50	53	70.6	70.6	71.5
额定功率（MW）	45	45	60	60	57.2
额定电压（kV）	10.5	10.5	13.8	13.8	13.8
额定电流（kA）	2.75	2.92	2.95	2.95	2.99
额定功率因数	0.9	0.85	0.85	0.85	0.8
额定转速（r/min）	125	107	62.5	62.5	62.5
短路比	1.36	1.515	1.73	1.69	1.7
I_2^2t					
$x_{d(p.u.)}$不饱和	0.883	0.779	0.6483	0.641	0.761
饱和					
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.253	0.269	0.27	0.27	0.333
饱和					
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.178	0.1834	0.2085	0.197	0.244
饱和					
$x_{q(p.u.)}$不饱和	0.578	0.536	0.492	0.483	0.501
饱和					
$x'_{q(p.u.)}$不饱和	0.578	0.536			
饱和					
$x''_{q(p.u.)}$不饱和	0.19	0.1895	0.2108	0.203	0.246
饱和					
$x_{l(p.u.)}$	0.108	0.118	0.121	0.121	0.131
$x_{2(p.u.)}$	0.184	0.1865	0.2103	0.2	0.237
$x_{0(p.u.)}$	0.061	0.0847	0.1073	0.106	0.122
R_a（Ω）75℃时			0.01425	0.01423	0.01244
R_2（Ω）75℃时					
R_F（Ω）75℃时			0.3129	0.308	0.233
$x_{F(p.u.)}$			137	144	93.3
T'_d（s）	1.375	1.64		2.13	2.13
T''_d（s）		0.0413			0.09
T'_{d0}（s）	4.8	4.76			
T''_{d0}（s）		0.0609			
T'_q（s）					
T''_q（s）					
T'_{q0}（s）					
T''_{q0}（s）		0.143			
T_a（s）					0.13
$S_{F1.0}$					
$S_{F1.2}$					
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	171.3	180.4	251.5	251.5	251.5
包括原动机					

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　　号	TS640/180-28	SF-60-24/6400	TS854/156-40	TS854/190-44	SF100-78/1280
额定容量（MVA）	72.2	72.2	85.3	100	114.3
额定功率（MW）	65	65	72.5	85	100
额定电压（kV）	10.5	10.5	13.8	13.8	15.75
额定电流（kA）	3.975	3.971	3.57	4.18	4.19
额定功率因数	0.9	0.9	0.85	0.85	0.875
额定转速（r/min）	214.3	214.3	150	136.4	76.9
短路比	1.062		1.34		1.3
I_2^2t					
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.027	1.326	0.852		0.8797
饱和					
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.29	0.296	0.294	0.34	0.33
饱和					
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.212	0.20	0.199	0.24	0.237
饱和					
$x_{q(p.u.)}$不饱和	0.645	0.674	0.584		0.6197
饱和					
$x'_{q(p.u.)}$不饱和	0.645		0.584		
饱和					
$x''_{q(p.u.)}$不饱和	0.226		0.195		0.239
饱和					
$x_{1(p.u.)}$	0.132		0.127		0.145
$x_{2(p.u.)}$	0.219	0.207	0.197		0.2425
$x_{0(p.u.)}$	0.092		0.089		0.09723
R_a（Ω）75℃时					0.00776
R_2（Ω）75℃时					
R_F（Ω）75℃时					0.3015
$x_{F(p.u.)}$					
T'_d（s）	1.77		2.22		
T''_d（s）	0.062				
T'_{d0}（s）	6.1	6.45			
T''_{d0}（s）					
T'_q（s）					
T''_q（s）					
T'_{q0}（s）					
T''_{q0}（s）					
T_a（s）					
$S_{F1.0}$					
$S_{F1.2}$					
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	267.4		339.1	341.5	405.1
包括原动机					

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	TS854/210-40	TS1280/150-68		SF160-48/10350	TS1035/240-40
额定容量（MVA）	117.65	117.65	171.4	200	240
额定功率（MW）	100	100	150	175	210
额定电压（kV）	13.8	15.75	15.75	13.8	15.75
额定电流（kA）	4.92	4.747	6.305	8.367	8.8
额定功率因数	0.85	0.85	0.875	0.875	0.875
额定转速（r/min）	150	88.2	333.3	125	150
短路比	1.36	1.03			1.065
I_2^2t					
$x_{d(p.u.)}$ 不饱和	0.864	1.106	1.05	0.751	1.126
饱和					
$x'_{d(p.u.)}$ 不饱和	0.352	0.3653	0.29	0.35	0.335
饱和					
$x''_{d(p.u.)}$ 不饱和	0.245	0.2636	0.20	0.25	0.201
饱和					
$x_{q(p.u.)}$ 不饱和	0.575	0.7453	0.78	0.54	0.752
饱和					
$x'_{q(p.u.)}$ 不饱和					0.752
饱和					
$x''_{q(p.u.)}$ 不饱和					0.201
饱和					
$x_{l(p.u.)}$					0.136
$x_{2(p.u.)}$	0.242	0.27	0.22	0.1972	0.201
$x_{0(p.u.)}$	0.103	0.123	0.10	0.103	0.084
R_a（Ω）75℃时					
R_2（Ω）75℃时					
R_F（Ω）75℃时					
$x_{F(p.u.)}$					
T'_d（s）					3.06
T''_d（s）					0.0661
T'_{d0}（s）	7.72				10.28
T''_{d0}（s）	0.0735				0.1108
T'_q（s）					
T''_q（s）					
T'_{q0}（s）					
T''_{q0}（s）	0.137				
T_a（s）					
$S_{F1.0}$					
$S_{F1.2}$					
$E_{MW\cdot s}$ 不包括原动机	539.4	452.9	608.8	558.4	1017.3
包括原动机			700.1		

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　　号	TS220-30/900	SF250-56/15000	TSS1264/160-48	SF320-48/	
额定容量（MVA）	244.4	285.7	343	355.6	611
额定功率（MW）	220	250	300	320	550
额定电压（kV）	18	15.75	18	15.75	18
额定电流（kA）	7.84	10.474	11.0	13.035	19.598
额定功率因数	0.90	0.875	0.875	0.9	0.9
额定转速（r/min）	200	125	125	125	125
短路比			0.84		
$I_2^2 t$					
$x_{d(p.u.)}$不饱和	1.04	1.018	1.289	1.097	1.04
饱和					
$x'_{d(p.u.)}$不饱和	0.30	0.316	0.458	0.346	0.35
饱和					
$x''_{d(p.u.)}$不饱和	0.20	0.22	0.3056	0.2114	0.21
饱和					
$x_{q(p.u.)}$不饱和	0.682		0.912	0.733	0.75
饱和					
$x'_{q(p.u.)}$不饱和					
饱和					
$x''_{q(p.u.)}$不饱和			0.3215	0.2117	
饱和					
$x_{l(p.u.)}$					
$x_{2(p.u.)}$	0.201		0.313	0.2116	0.28
$x_{0(p.u.)}$			0.0987	0.094	
R_a（Ω）75℃时					
R_2（Ω）75℃时					
R_F（Ω）75℃时					
$x_{F(p.u.)}$					
T'_d（s）					
T''_d（s）					
T'_{d0}（s）			4.88	12.1	
T''_{d0}（s）			0.051	0.127	
T'_q（s）					
T''_q（s）					
T'_{q0}（s）					
T''_{q0}（s）			0.117	0.291	
T_a（s）					
$S_{F1.0}$					
$S_{F1.2}$					
$E_{MW\cdot s}$不包括原动机	1096	1155.9	1183.2	1605.5	2247.7
包括原动机		1329.3			2584.8

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-30　　汽轮发电机励磁系统

发电机型号	QFS-125-2	QFSN-200-2	QFS-300-2	QFN-300-2	QFSN-300-2	QFN-600-2	QFSN-600-2
励磁系统类别	同轴交流三机系统		同轴交流三机系统	同轴交流无刷励磁	同轴交流无刷励磁	无刷旋转励磁	同轴交流无刷励磁
励磁系统型号							
响应比	≈2.0			高起始	高起始		高起始
数学模型框图图号	附图 16-1		附图 16-1	附图 16-1	附图 16-1	附图 16-2	附图 16-1
数学模型参数: K_A	(100～300)	100～400	(100～300)	158.3		300	61.7
K_C							
K_D		1.0～2.5					
K_E	1.0		1.0	1.0	1.0		1.0
K_F	(0.03)	0.02～0.1	(0.03)	0.03		0.03～0.04	0.025
K_G							
K_I							
K_J							
K_P							
$S_{E0.75}$	1.62		1.39	0.15	0.778		0.72
S_{Emax}	1.38		1.36	0.34	0.88		0.95
T_A(s)		0.02～0.04				0.03	
T_{A1}(s)	(0.03)		(0.03)	0.02			0.02
T_{A2}(s)	(0.0)		(0.0)	0			0
T_B(s)							
T_C(s)							
T_E(s)	2.16	0.5～1.5	1.86	1.64	1.64	0.036	2.14
T_F(s)	(1.0)	0.5～1.5	(1.0)	1.0		1.2	1.0
T_{F1}(s)							
T_R(s)	(0.06)		(0.06)	0.01			0.01
U_{1max}							
U_{1min}							
U_{Gmax}							
U_{Rmax}	7.8		7.78	25.7	119.7		106.53
U_{Rmin}	−7.0		−7.0	−23.13	−107.7		−95.88
U_{F2max}	5.8		6.74	4.17	5.35	1.67	6.96
U_{F2min}							
X_L		0.12～0.20					
θ_P							

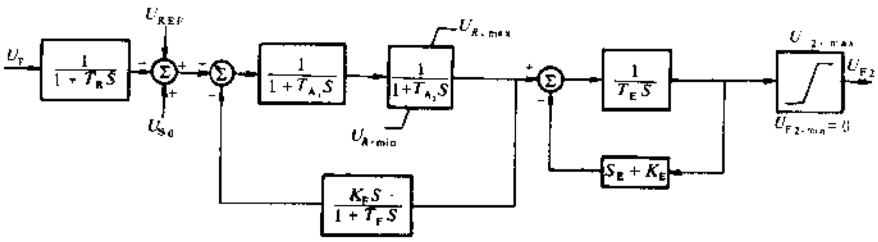
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

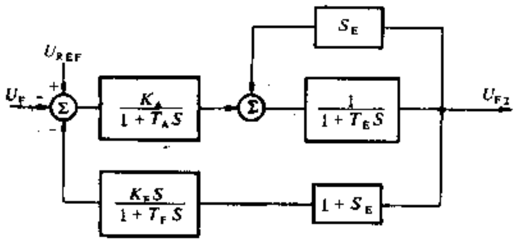
发电机型号	MB-J412MVA	446MVA	690MVA	690MVA	716MVA	732.6MVA
励磁系统类别	无刷旋转励磁		旋转不可控整流	机端可控整流	无刷旋转励磁	机端可控整流励磁
励磁系统型号		GENERREX-PPS				
响应比			高起始			
数学模型框图图号	附图 16-3	附图 16-6	附图 16-4	附图 16-7	附图 16-5	附图 16-8
数学模型参数:K_A	325	20	4.2	200	11～135	350
K_C		0.1		0.2		
K_D						
K_E					1.0	
K_F	0.037			0	1.0	0.021
K_G		0.2				
K_I		0.1				
K_J		50				
K_P		0.9003				
$S_{E0.75}$			1.54			
S_{Emax}			1.83		0	
T_A(s)	0.1	0.02	5.0	0.01	0	0.015
T_{A1}(s)						
T_{A2}(s)						
T_B(s)		10.0	0.03	0.01		
T_C(s)		1.0	0.26	0.22		
T_E(s)	0.723		0.26		0.01	
T_F(s)	1.29			0	1～10	0.94
T_{F1}(s)					0.01～0.1	
T_R(s)	0.015				0.02	0.02
U_{Imax}		0.15		0.065		
U_{Imin}		−0.15		−0.065		
U_{Gmax}		0.8				
U_{Rmax}	1.34	5.0	4.15	6.9	7.83	6.8
U_{Rmin}	−0.67	0	−3.64	−5.9	−6.26	−5.0
U_{F2max}	3.77	3.3	5.42			
U_{F2min}	0		0			
X_L		0.18				
θ_P		0.0				

注 括号内的数值供参考。

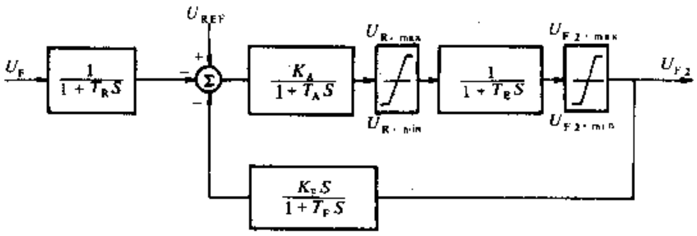
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



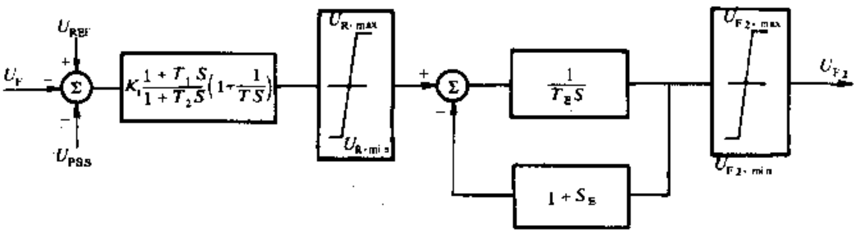
附图 16-1 同轴三机系统励磁回路框图



附图 16-2 无刷旋转励磁回路框图之一

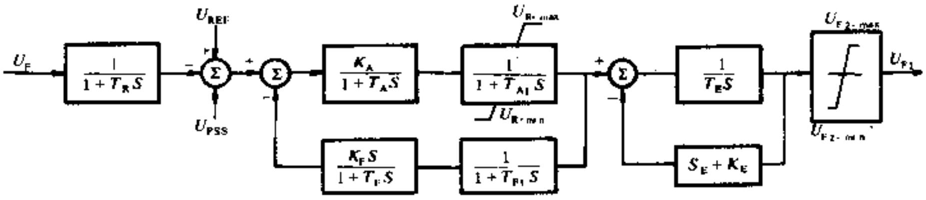


附图 16-3 无刷旋转励磁回路框图之二

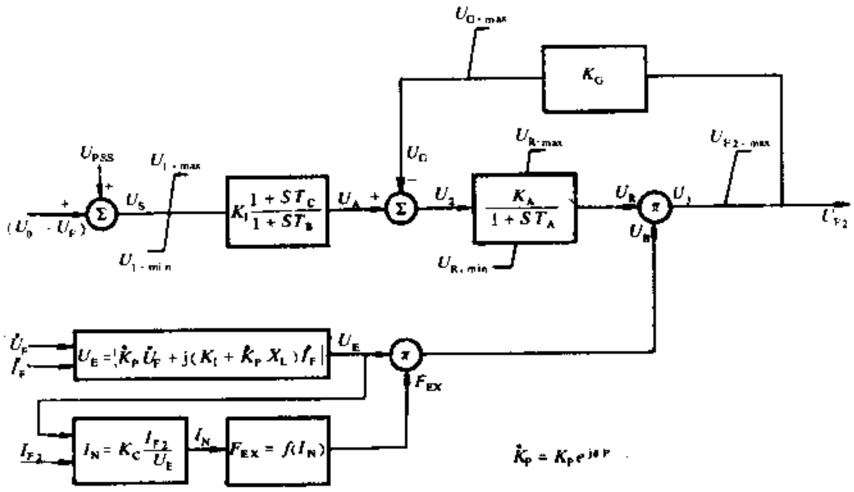


附图 16-4 无刷旋转励磁回路框图之三

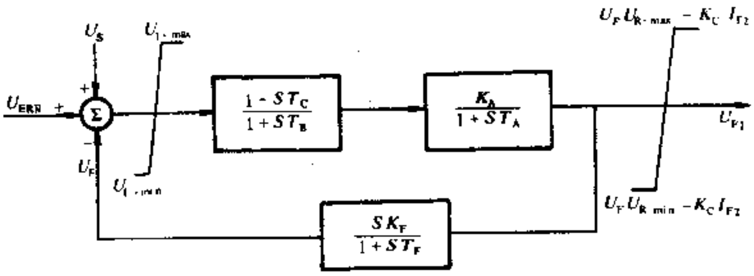
院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/



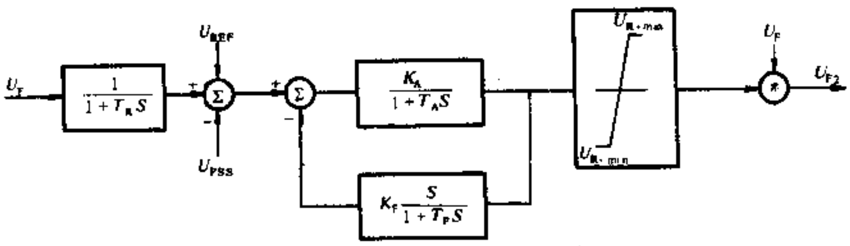
附图 16-5 无刷旋转励磁回路框图之四



附图 16-6 GENERREX-PPS 励磁回路框图



附图 16-7 机端可控整流励磁回路框图之一



附图 16-8 机端可控整流励磁回路框图之二

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-31

500kV 电力变压器电气参数(S_j=100MVA)

型号	额定容量 (kVA)	主接头额定电压 (kV)			负载损耗 (kW)			阻抗电压 (%)		
		高	中	低	高	中	低	高	中	低
OSFPSZ-360000/500	360000/360000/40000	500	246	35				- 2.5	12.5	28.5
SFP-360000/500	360000	525		18						
SFP-360000/500	360000	525		15.75						
SFP-300000/500	300000	550		13.8						
DFPS1-250000/500	250000/250000/80000	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	63	403.3	256.8	1012.8	17.5	−2.0	19.5
DFPS-250000/500	250000/250000/51800	$510/\sqrt{3}$	$235/\sqrt{3}$	36.75						
ODFPS2-250000/500	250000/250000/60000	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	35				12.6	−0.8	25.6
ODFPSZ7-250000/500	250000/250000/60000	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	35				11.42	0.59	28.59
OFPFS-250000/500	250000/250000/2160000	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	15.75						
ODFPSZ-250000/500	250000/250000/80000	$525/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	15.75	372.8	99.3	1199.6	15.4	−2.4	20.2
DFP-240000/500	240000	$550/\sqrt{3}$		20						
DFP1-240000/500	240000	$525/\sqrt{3}$		20						
SFP1-240000/500	240000	550		15.75						
SFP-240000/500	240000	550		15.75						
ODFPSZ-167000/500	167000/167000/66700	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	35	217.4	129.7	1124.2	9.7	2.3	17.3
ODFPSZ-167000/500		$550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	35				12.75	−1.25	38.25
ODFPSZ-120000/500		$550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	63				13.75	−1.25	20.25
ODFPSZ-120000/500		$550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	6.3						

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	R (Ω)			$R^* \times 10^{-3}$			X (Ω)			X^*		
	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低
OSFPSZ-360000/500							−17.36	21.0125	0.96979	0.0063	0.03972	0.07084
SFP-360000/500		2.2543			0.8179			122.5			0.04444	
SFP 360000/500		2.2969			0.8333			122.5			0.04444	
SFP-300000/500		3.0586			1.1097			139.15			0.05049	
DFPS1-250000/500	0.5377	0.07245	0.02144	0.1951	0.1370	0.5402	58.33	−1.4107	1.0319	0.02116	−0.00267	0.026
DFPS-250000/500												
ODFPS2-250000/500							42.0	−0.5643	0.4181	0.01524	−0.00107	0.03054
ODFPSZ7-250000/500							38.07	0.4161	0.467	0.01381	0.00079	0.03411
OFPFS-250000/500												
ODFPSZ-250000/500	0.548	0.02802	0.001587	0.1988	0.05297	0.6398	56.6	−1.693	0.0668	0.02053	−0.0032	0.02693
DFP-240000/500		1.0503			0.3811			58.82			0.02134	
DFP1-240000/500		0.7576			0.2749			51.68			0.01875	
SFP1-240000/500		3.5712			1.2957			176.46			0.06402	
SFP-240000/500		3.9125			1.4195			191.58			0.06951	
ODFPSZ-167000/500	0.6496	0.08201	0.01646	0.2357	0.1550	1.2023	48.40	2.429	0.423	0.01756	0.00459	0.0309
ODFPSZ-167000/500							76.98	−1.461	0.935	0.02793	−0.00276	0.0683
ODFPSZ-120000/500							115.54	−2.033	2.233	0.04192	−0.00384	0.05626
ODFPSZ-120000/500												

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-32 330kV 电力变压器电气参数(S_j=100MVA)

型号	额定容量(kVA)	主接头额定电压(kV)			负载损耗(kW)		
		高	中	低	高	中	低
OSFPSZ7-360000/330	360000/360000/90000	363	242	11			
SFP7-360000/330	360000	363		18			
SSP7 360000/330	360000	363		15.75			
OSFPSZ7-240000/330GY	240000/240000/72000	345	121	10.5			
OSFPS7-240000/330	240000/240000/72000	345	121	10.5	205.6	394.4	1150
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/65000	363	242	38.5			
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/72000	330	121	11			
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/72000	345	121	10.5			
SSP7-240000/330	240000	363		13.8			
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/65000	345	242	11	212.9	375.2	4654.2
OSFPSZ7-240000/330	240000/240000/72000	330	121	35	335.4	257.6	964.6
SFP-240000/330	240000	363		15.75			
OSFPS-240000/330	240000/240000/72000	330	121	11	73.2	439.8	1015.7
SFP-240000/330	240000	363					
OSFPS-240000/330	240000/240000/40000	330	242	10.5	228.7	336.7	6143.4
OSSPSZ7-180000/330	180000/180000/36000	363	121	10.5			
OSFPSZ-150000/330	150000/150000/40000	345	121	11			
SFP-150000/330	150000	363		13.8			
SFPS-150000/330	150000/150000/150000	363	121	13.8	333.5	221.5	240.5
OSFPSZ-150000/330	150000/150000/40000	330	121	11	131.8	441.2	1049.4
OSFPSZ7-150000/330	150000/150000/40000	345	121	10.5	268.7	184.3	1011
OSFPS-120000/330	120000/120000/60000	330	121	38.5	215.5	159.5	420.5
SFPSZ-90000/330	90000/90000/90000	345	121	11			
SFPS-90000/330	90000/90000/90000	363	121	10.5	354	206	129
OSFPSZ-90000/330	90000/90000/30000	345	121	11	237	102	600

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	阻抗电压（%）			R（Ω）			$R^{*}\times10^{-3}$		
	高	中	低	高	中	低	高	中	低
OSFPSZ7-360000/330	12.67	−0.34	36.74						
SFP7-360000/330					0.8744			0.7346	
SSP7-360000/330					1.0167			0.8542	
OSFPSZ7-240000/	12.0	−1.0	13.0						
OSFPS7-240000/330	11.25	−0.75	13.25	0.4249	0.1003	0.0022	0.357	0.7584	1.9955
OSFPSZ7-240000/330	12.0	−2.0	50.0						
OSFPSZ7-240000/330	11.32	−0.93	13.65						
OSFPSZ7-240000/330	11.20	−0.60	13.60						
SSP7-240000/330					1.7844			1.4992	
OSFPSZ7-240000/330	7.3	2.5	43.65	0.4399	0.3815	0.00978	0.3696	0.7212	8.871
OSFPSZ7-240000/330	10.65	−0.35	13.85	0.6341	0.06548	0.02051	0.5327	0.4951	1.4982
SFP-240000/330					1.6402			1.378	
OSFPS-240000/330	11.15	−0.65	13.25	0.1384	0.1118	0.002134	0.1163	0.8454	1.9356
SFP-240000/330					1.7844			1.4992	
OSFPS-240000/330	5.7	3	10.1	0.4324	0.3423	0.01176	0.3633	0.6471	10.667
OSSPSZ7-180000/330	10.45	−0.55	15.05						
OSFPSZ-150000/330	11.27	−2.03	18.63						
SFP-150000/330					3.5138			2.9522	
SFPS-150000/330	14.8	8.1	−0.2	1.9531	0.1441	0.002036	1.6409	1.0896	1.0691
OSFPS-150000/330	10.95	−0.95	14.15	0.6379	0.2871	0.005643	0.5359	2.1709	5.1184
OSFPSZ7-150000/330	11.55	−0.45	17.45	1.4214	0.1199	0.004954	1.1942	0.9066	4.4934
OSFPS-120000/330	10.65	−0.55	11.15	1.6297	0.1622	0.04328	1.3692	1.2265	3.1614
SFPSZ-90000/330	17.0	−1.0	8.0						
SFPS-90000/330	15.2	7.8	−0.3	5.7588	0.3724	0.001756	4.8383	2.8159	1.5927
OSFPSZ-90000/330	10.53	−0.88	15.18	3.4826	0.1844	0.008963	2.9259	1.3943	8.1297

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型　号	X (Ω)			X*		
	高	中	低	高	中	低
OSFPSZ7-360000/330	46.38	−0.5531	0.1235	0.03897	−0.00105	0.112
SFP7-360000/330		51.24			0.04305	
SSP7-360000/330		55.64			0.04675	
OSFPSZ7-240000	59.51	−0.610	0.05972	0.050	−0.00461	0.05417
OSFPS7-240000/330	55.79	−0.4575	0.06087	0.04687	−0.00346	0.0552
OSFPSZ7-240000/330	65.88	−4.88	3.088	0.05535	−0.00922	0.2256
OSFPSZ7-240000/330	51.36	−0.5673	0.06882	0.04315	−0.00429	0.06242
OSFPSZ7-240000/330	55.55	−0.366	0.06248	0.04667	−0.00277	0.05667
SSP7-240000/330		79.61			0.06689	
OSFPSZ7-240000/330	36.20	6.10	0.2201	0.03041	0.01153	0.1996
OSFPSZ7-240000/330	48.32	−0.2135	0.7069	0.0406	−0.00161	0.05164
SFP-240000/330		80.16			0.06735	
OSFPS-240000/330	50.59	−0.3965	0.0668	0.0425	−0.003	0.06059
SFP-240000/330		80.16			0.06735	
OSFPS-240000/330	25.86	7.321	0.0464	0.02173	0.01384	0.04209
OSSPSZ7-180000/330	76.50	−0.4474	0.09218	0.06427	−0.00338	0.08361
OSFPSZ-150000/330	89.43	−1.981	0.1503	0.07514	−0.01498	0.1363
SFP-150000/330		132.65			0.1114	
SFPS-150000/330	130.01	7.906	−0.00254	0.1093	0.05978	−0.00133
OSFPS-150000/330	79.50	−0.9273	0.1141	0.06679	−0.007012	0.1035
OSFPSZ7-150000/330	91.65	−0.4392	0.1283	0.077	−0.003321	0.1164
OSFPS-120000/330	96.65	−0.671	1.3773	0.0812	−0.005074	0.1006
SFPSZ-90000/330	224.83	−1.627	0.1076	0.1889	−0.0123	0.0976
SFPS-90000/330	222.54	12.689	−0.0037	0.187	0.09595	−0.00336
OSFPSZ-90000/330	139.26	−1.4316	0.2041	0.117	−0.01082	0.1851

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-33　　220kV 双绕组无励磁调压电力变压器电气参数(S_j=100MVA)

型　号	额定容量(kVA)	主接头额定电压(kV)			R(Ω)		
		高	中	低	高	中	低
SFP-400000/220	400000	236		18		0.3377	
SFP-360000/220	360000	236		18			
SSP-360000/220	360000	242		18			
SFP-360000/220	360000	242		18		0.3886	
SFP7-360000/220	360000	242		18		0.3886	
SFP7-360000/220	360000	242		18		0.3868	
SFP7-360000/220	360000	236		18		0.4876	
SFP3-360000/220	360000	242		18		0.5573	
SFP3-340000/220	340000	242		20			
SFP-300000/220	300000	242		15.75		1.011	
SFP-300000/220	300000	242		15		0.5876	
SFP3-300000/220	300000	242		15		0.7234	
SSP3-260000/220	260000	242		15.75		0.5210	
SFP7-240000/220	240000	220		15.75			
SFP-240000/220	240000	242		15.75			
SSP-240000/220	240000	242		15.75		0.6405	
SFP7-240000/220	240000	242		15.75		0.8683	
SSP3-240000/220	240000	242		15.75		0.8683	
SSP3-240000/220	240000	242		15.75		0.8683	
SFP3-240000/220	240000	242		15.75		0.8683	
SFP3-240000/220	240000	242		15.75		0.6405	
SFP7-240000/220	240000	242		15.75		0.9751	
SSP3-200000/220	200000	242		13.8		1.2436	
SSP3-180000/220	180000	242		15.75			
SFP3-180000/220	180000	220		69		1.0278	
SFP3-150000/220	150000	242		13.8		1.5617	
SFP3-150000/220	150000	242		13.8		1.5617	
SFP3-150000/220	150000	242		13.8		1.5617	
SSP7-150000/220	150000	242		13.8		1.114	
SSP7-150000/220	150000	242		13.8		1.1713	
SFP3-120000/220	120000	242		13.8		1.8017	
SFP3-120000/220	120000	220		69		1.7696	
SFP7-120000/220	120000	242		10.5		1.5658	
SFP1-120000/220	120000	236		10.5		1.4543	
SSP7-120000/220	120000	242		10.5 15.75		1.5658	
SFP7-120000/220	120000	242		10.5 15.75		1.5658	
SFP-100000/220	100000	242		13.8		2.2254	
SFP3-90000/220	90000	220		66		2.3901	
SSP3-75000/220TH	75000	242		10.5		3.5607	
SFP3-63000/220	63000	220		69		3.5364	
SFP3-63000/220	63000	242		6.3		4.2791	
SFP7-63000/220	63000	220		69		2.9877	
SFP7-50000/220	50000	242		13.8		4.9194	
SFP7-40000/220	40000	220		6.3、6.6 10.5、11		5.2938	

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	$R^* \times 10^{-3}$			X (Ω)			X^*		
	高	中	低	高	中	低	高	中	低
SFP-400000/220		0.6384			19.494			0.03685	
SFP-360000/220					21.66			0.04095	
SSP-360000/220					22.775			0.04305	
SFP-360000/220		0.7346			23.263			0.04398	
SFP7-360000/220		0.7346			23.263			0.04398	
SFP7-360000/220		0.7312			20.886			0.03948	
SFP7-360000/220		0.9217			23.426			0.04428	
SFP3-360000/220		1.0535			24.115			0.04559	
SFP3-340000/220					27.33			0.05166	
SFP-300000/220		1.9112			27.33			0.05166	
SFP-300000/220		1.1108			28.306			0.05351	
SFP3-300000/220		1.3675			31.534			0.05961	
SSP3-260000/220		0.9849			28.233			0.05337	
SFP7-240000/220					31.722			0.05997	
SFP-240000/220					34.162			0.06458	
SSP-240000/220		1.2108			34.162			0.06458	
SFP7-240000/220		1.6414			34.406			0.06504	
SSP3-240000/220		1.6414			34.406			0.06504	
SSP3-240000/220		1.6414			34.406			0.06504	
SFP3-240000/220		1.6414			34.406			0.06504	
SFP3-240000/220		1.2108			34.162			0.06458	
SFP7-240000/220		1.8433			38.359			0.07251	
SSP3-200000/220		2.3509			43.598			0.08242	
SSP3-180000/220									
SFP3-180000/220		1.9429			35.493			0.06709	
SFP3-150000/220		2.9522			51.732			0.09779	
SFP3-150000/220		2.9522			52.317			0.0989	
SFP3-150000/220		2.9522			51.732			0.09779	
SSP7-150000/220		2.1059			51.927			0.09816	
SSP7-150000/220		2.2142			50.755			0.09595	
SFP3-120000/220		3.4059			67.349			0.1273	
SFP3-120000/220		3.3452			57.677			0.109	
SFP7-120000/220		2.9599			63.444			0.1199	
SFP1-120000/220		2.7491			55.696			0.1053	
SSP7-120000/220		2.9599			68.325			0.1292	
SFP7-120000/220		2.9599			68.325			0.1292	
SFP-100000/220		4.2068			76.133			0.1439	
SFP3-90000/220		4.5181			67.22			0.1271	
SSP3-75000/220TH		6.731			108.15			0.2044	
SFP3-63000/220		6.6851			101.41			0.1917	
SFP3-63000/220		8.089			134.79			0.2548	
SFP7-63000/220		5.6478			96.03			0.1815	
SFP7-50000/220		9.2994			140.55			0.2657	
SFP7-40000/220		10.01			145.2			0.2745	

注　低压侧有多种电压时，该绕组的阻抗值对应于其中的最低电压，阻抗标么值对应于该电压级的基准电压。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-34　　31500～240000kVA 有载调压自耦变压器电气参数(S_j=100MVA)

额定容量 (kVA)	主接头额定电压 (kV)			阻抗电压 (%)			阻抗电压 (%)			R (Ω)			R*			X (Ω)			X*		
	高	中	低	高—中	高—低	中—低	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低
31500	220	121	6.3, 6.6, 10.5, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							145.97	−2.324	0.271	0.2759	−0.0176	0.6828
40000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							114.95	−1.83	0.213	0.2173	−0.0138	0.5367
50000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							91.96	−1.464	0.171	0.1738	−0.0111	0.4308
63000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							72.98	−1.162	0.135	0.138	−0.0088	0.3401
90000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							51.09	−0.813	0.095	0.0966	−0.0061	0.2394
120000			10.5, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							38.32	−0.61	0.071	0.0724	−0.0046	0.1789
150000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							30.65	−0.488	0.057	0.0579	−0.0037	0.1436
180000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							25.54	−0.407	0.047	0.0483	−0.0031	0.1184
240000				9	31	21	9.5	−0.5	21.5							19.16	−0.305	0.036	0.0362	−0.0023	0.0907

注　低压侧有多种电压时，该绕组的阻抗值对应于其中的最低电压，阻抗标么值对应于该电压级的基准电压。

附表 16-35　　31500～240000kVA 无励磁调压自耦变压器电气参数(S_j=100MVA)

额定容量 (kVA)	主接头额定电压 (kV)			阻抗电压 (%)			阻抗电压 (%)			R (Ω)			R*			X (Ω)			X*		
	高	中	低	高—中	高—低	中—低	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低
31500	220	121	6.6, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							145.97	−2.324	0.297	0.2759	−0.0176	0.7483
31500	242	121	10.5, 13.8	13	10	16	3.5	9.5	6.5							65.07	44.16	0.228	0.123	0.334	0.2068
40000	220	121	6.6, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							114.95	−1.83	0.234	0.2173	−0.0138	0.5896
40000	242	121	10.5, 13.8	13	10	16	3.5	9.5	6.5							51.24	34.77	0.179	0.0969	0.2629	0.1624
50000	220	121	6.6, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							91.96	−1.464	0.187	0.1738	−0.0111	0.4712
50000	242	121	10.5, 13.8	13	10	16	3.5	9.5	6.5							40.99	27.82	0.143	0.0775	0.2104	0.1297
63000	220	121	6.6, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							72.98	−1.162	0.149	0.138	−0.0088	0.3754
63000	242	121	10.5, 13.8	13	10	16	3.5	9.5	6.5							32.54	22.08	0.114	0.0615	0.167	0.1034
90000	220	121	6.6, 11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							51.09	−0.813	0.104	0.0966	−0.0061	0.262
90000	242	121	10.5, 13.8	13	10	16	3.5	9.5	6.5							22.77	15.45	0.0796	0.043	0.1168	0.0722
120000	220	121	11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							38.32	−0.61	0.217	0.0724	−0.0046	0.1968
120000	242	121	10.5, 13.8, 15.75, 18	13	10	16	3.5	9.5	6.5							17.08	11.59	0.0597	0.0323	0.0876	0.0541
150000	220	121	11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							30.65	−0.488	0.173	0.0579	−0.0037	0.1569
150000	242	121	10.5, 13.8, 15.75, 18	13	10	16	3.5	9.5	6.5							13.66	9.27	0.0478	0.0258	0.0701	0.0434
180000	220	121	11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							25.54	−0.407	0.145	0.0483	−0.0031	0.1315
180000	242	121	10.5, 13.8, 15.75, 18	13	10	16	3.5	9.5	6.5							11.39	7.73	0.0398	0.0215	0.0584	0.0361
240000	220	121	11, 35, 38.5	9	31	21	9.5	−0.5	21.5							19.16	−0.305	0.108	0.0362	−0.0023	0.098
240000	242	121	10.5, 13.8, 15.75, 18	13	10	16	3.5	9.5	6.5							8.54	5.80	0.0299	0.0161	0.0439	0.0271

注　低压侧有多种电压时，该绕组的阻抗值对应于其中的最低电压，阻抗标么值对应于该电压级的基准电压。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-36

110kV 双绕组无励磁调压电力变压器电气参数(S_j=100MVA)

型 号	额定容量 (kVA)	主接头额定电压 (kV)			R (Ω)			$R^*\times10^{-3}$			X (Ω)			X^*		
		高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低
SFP7-150000/110	150000	110		13.8		0.2942			2.225			10.487			0.0793	
SFP7-150000/110	150000	121		13.8		0.3559			2.691			12.689			0.09595	
SFP7-120000/110	120000	121		13.8		0.4169			3.152			12.811			0.09687	
SFP-120000/110	120000	121		10.5		0.4291			3.245			12.811			0.09687	
SSPL7-63000/110	63000	121		13.8		0.9794			7.406			24.611			0.1861	
SFP7-63000/110	63000	110		10.5		0.7744			5.856			20.167			0.1525	
SFP7-63000/110	63000	121		10.5		0.937			7.085			24.402			0.1845	
SFL1-50000/110	50000	110		6.3, 6.6, 10.5, 11		1.2584			9.515			25.41			0.1921	
SFL1-50000/110	50000	121		6.3, 6.6, 10.5, 11		1.5227			11.514			30.746			0.2325	
SF7 SFL-40000/110	40000	110		10.5, 11		1.3159			9.95			31.763			0.2402	
SFL-40000/110	40000	121		10.5		1.5922			12.039			38.433			0.2906	
SFL7-31500/110	31500	110		6.3, 6.6, 10.5, 11		1.8048			13.647			40.333			0.305	
SFL7-31500/110	31500	121		6.3, 6.6, 10.5, 11		2.1838			16.513			48.803			0.369	
SF7-31500/110	31500	110		6.3, 6.6, 10.5, 11		1.8048			13.647			40.333			0.305	
SF7-31500/110	31500	121		6.3, 6.6, 10.5, 11		2.1838			16.513			48.803			0.369	
SFL7-25000/110	25000	110		6.3, 6.6, 10.5, 11		2.3426			17.713			50.82			0.3843	
SFL7-25000/110	25000	121		6.3, 6.6, 10.5, 11		2.8345			21.425			61.492			0.465	
SF7-25000/110	25000	110		6.3, 6.6, 10.5, 11		2.3813			18.006			50.82			0.3843	
SF7-25000/110	25000	121		6.3, 6.6, 10.5, 11		2.8813			21.787			61.492			0.465	
SFL7-20000/110	20000	110		6.3, 6.6, 10.5, 11		3.146			23.788			63.525			0.4803	
SFL7-20000/110	20000	121		6.3, 6.6, 10.5, 11		3.8067			28.784			76.865			0.5812	
SF-20000/110	20000	110		27.5		3.0341			22.873			62.315			0.4712	
SFL1-20000/110	20000	110		27.5		3.2458			27.475			62.92			0.4758	

注 低压侧有多种电压时，该绕组的阻抗值对应于其中的最低电压，阻抗标么值对应于该电压级的基准电压。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

附表 16-37　　110kV 三绕组无励磁调压电力变压器电气参数(S_j=100MVA)

型　号	额定容量(kVA)	主接头额定电压(kV)			阻抗电压(%)			阻抗电压(%)		
		高	中	低	高—中	高—低	中—低	高	中	低
SFPSL7 SFPS7-63000/110	63000	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFPSL7 SFPS7-63000/110	63000	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFPSL7 SFPS7-63000/110	63000	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFPSL7 SFPS7-63000/110	63000	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS-50000/110	50000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS7 SFSL7-31500/110	31500	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFS7 SFSL7-31500/110	31500	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFS7 SFSL7-31500/110	31500	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS7 SFSL7-31500/110	31500	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS7-31500/110	31500	110	38.5	11	10.5	18	6.5	11.0	−0.5	7.0
SFSL7-25000/110	25000	110	38.5	11	10.25	17.9	6.53	10.81	−0.56	7.09
SFSL7-25000/110	25000	110	35	10.5	17.18	10.5	6.5	10.59	6.59	−0.09
SFS7 SFSL7-25000/110	25000	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFS7 SFSL7-25000/110	25000	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFS7 SFSL7-25000/110	25000	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS7 SFSL7-25000/110	25000	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS7 SFSL7-20000/110	20000	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFS7 SFSL7-20000/110	20000	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5	10.75	6.75	−0.25
SFS7 SFSL7-20000/110	20000	110	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75
SFS7 SFSL7-20000/110	20000	121	35,38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5	10.75	−0.25	6.75

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

续附表

型号	R(Ω)			R*			X(Ω)			X*		
	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低
SFPSL7/SFPS7-63000/110							20.647	1.313	−0.00158	0.1561	0.0959	−0.004
SFPSL7/SFPS7-63000/110							20.647	−0.0486	0.0425	0.1561	−0.0036	0.1071
SFPSL7/SFPS7-63000/110							24.983	1.313	−0.00158	0.1889	0.0959	−0.004
SFPSL7/SFPS7-63000/110							24.983	−0.0486	0.0425	0.1889	−0.0036	0.1071
SFS-50000/110							26.015	−0.0741	0.0536	0.1967	−0.0054	0.135
SFS7/SFSL7-31500/110							41.294	2.625	−0.00315	0.3122	0.1917	−0.0079
SFS7/SFSL7-31500/110							49.965	2.625	−0.00315	0.3778	0.1917	0.0079
SFS7/SFSL7-31500/110							41.294	−0.0972	0.0851	0.3122	−0.0071	0.2144
SFS7/SFSL7-31500/110							49.965	−0.0972	0.0851	0.3778	−0.0071	0.2144
SFS7-31500/110							42.254	−0.235	0.2689	0.3195	−0.0172	0.2439
SFSL7-25000/110							52.32	−0.332	0.3432	0.3956	−0.0243	0.3113
SFSL7-25000/110							51.256	3.229	−0.004	0.3876	0.2359	−0.036
SFS7/SFSL7-25000/110							52.03	3.308	−0.004	0.3934	0.2416	−0.01
SFS7/SFSL7-25000/110							62.956	3.308	−0.004	0.476	0.2416	−0.01
SFS7/SFSL7-25000/110							52.03	−0.123	0.1072	0.3934	−0.009	0.2701
SFS7/SFSL7-25000/110							62.956	−0.123	0.1072	0.476	−0.009	0.2701
SFS7/SFSL7-20000/110							65.038	4.134	−0.005	0.4918	0.302	−0.0125
SFS7/SFSL7-20000/110							78.695	4.134	−0.005	0.595	0.302	−0.0125
SFS7/SFSL7-20000/110							65.038	−0.153	0.134	0.4918	−0.0112	0.3376
SFS7/SFSL7-20000/110							78.695	−0.153	0.134	0.595	−0.0112	0.3376

注 低压侧有多种电压时，该绕组的阻抗值对应于其中的最低电压，阻抗标么值对应于该电压级的基准电压。

附表 16-38　110kV 三绕组有载调压电力变压器电气参数(S_j=100MVA)

型　号	额定容量(kVA)	主接头额定电压(kV)			阻抗电压(%)			负载损耗(kV)			阻抗电压(%)		
		高	中	低	高-中	高-低	中-低	高	中	低	高	中	低
SFPSZ-63000/110	63000	115	38.5	6.3	10.5	18.5	6.5				11.25	−0.75	7.25
SFSZ7-63000/110	63000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZ7-63000/110	63000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZ-63000/110	63000	110	38.5	11	10.5	15.5	6.5				9.75	0.75	5.75
SSPSZ1-50000/110	50000	121	38.5	13.8	17.89	10.49	6.262				11.06	6.83	−0.57
SFSZ7-50000/110	50000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZ7-50000/110	50000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZQ7-40000/110	40000	110	38.5	10.5	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZL7-40000/110	40000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZL7-40000/110	40000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZ7-40000/110	40000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZ7-40000/110	40000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZL-40000/110	40000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZ7-31500/110	31500	110	38.5	11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZQ7-31500/110	31500	110	38.5	10.5	10.5	18	6.5				11.0	−0.5	7.0
SFSLZ1-31500/110	31500	110	38.5	11	10.5	17.5	6.5	92.5	82.5	82.5	10.75	−0.25	6.75
SFSZL7-31500/110	31500	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZL7-31500/110	31500	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZL-31500/110	31500	110	38.5	11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZL7-20000/110	20000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZL7-20000/110	20000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZ1-20000/110	20000	121	36.75	10.5	10.74	17.88	6.21	85.34	46.37	53.32	11.21	−0.47	6.68
SFSZ7-20000/110	20000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	17.5	10.5	6.5				10.75	6.75	−0.25
SFSZ7-20000/110	20000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75
SFSZL-20000/110	20000	110	38.5	6.3,6.6,10.5,11	10.5	17.5	6.5				10.75	−0.25	6.75

院电力书库　http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

型号	R(Ω)			$R^* \times 10^{-3}$			X(Ω)			X^*		
	高	中	低	高	中	低	高	中	低	高	中	低
SFPSZ-63000/110							23.616	−0.1765	0.04568	0.1786	−0.0129	0.1151
SFSZ7-63000/110							20.647	1.5881	−0.00158	0.1561	0.116	0.004
SFSZ7-63000/110							20.647	−0.0588	0.04253	0.1561	−0.0043	0.1072
SFSZ-63000/110							18.726	0.1765	0.1104	0.1416	0.0129	0.1001
SSPSZ1-50000/110							32.386	2.0248	−0.02171	0.2449	0.1479	−0.0114
SFSZ7-50000/110							26.015	2.001	−0.00198	0.1967	0.1462	−0.005
SFSZ7-50000/110							26.015	−0.0741	0.05358	0.1967	−0.0054	0.135
SFSZQ7-40000/110							32.519	−0.0926	0.1860	0.2459	−0.0068	0.1687
SFSZL7-40000/110							32.519	2.5013	−0.00248	0.2459	0.1827	−0.0062
SFSZL7-40000/110							32.519	−0.0926	0.06698	0.2459	−0.0068	0.1688
SFSZ7-40000/110							32.519	2.5013	−0.00248	0.2459	0.1827	−0.0062
SFSZ7-40000/110							32.519	−0.0926	0.06698	0.2459	−0.0068	0.1688
SFSZL-40000/110							32.519	−0.0926	0.06698	0.2459	−0.0068	0.1688
SFSZ7-31500/110							41.294	−0.1176	0.2593	0.3122	−0.0086	0.2352
SFSZQ7-31500/110							42.254	−0.2353	0.245	0.3195	−0.01719	0.2222
SFSLZ1-31500/110	1.128	0.1232	0.0101	8.529	8.999	9.161	41.294	−0.1176	0.2593	0.3122	−0.0086	0.2352
SFSZL7-31500/110							41.294	3.1763	−0.00315	0.3122	0.232	−0.0079
SFSZL7-31500/110							41.294	−0.1176	0.08505	0.3122	−0.0086	0.2143
SFSZL-31500/110							41.294	−0.1176	0.2593	0.3122	0.0086	0.2352
SFSZL7-20000/110							65.038	5.0026	0.00496	0.4918	0.3654	0.0125
SFSZL7-20000/110							65.038	−0.1853	0.134	0.4918	−0.0135	0.3376
SFSZ1-20000/110	3.124	0.1566	0.0147	23.62	11.439	13.333	82.063	−0.3174	0.3682	0.6205	−0.0232	0.334
SFSZ7-20000/110							65.038	5.0026	−0.00496	0.4918	0.3654	−0.0125
SFSZ7-20000/110							65.038	0.1853	0.134	0.4918	−0.0135	0.3376
SFSZL-20000/110							65.038	0.1853	0.134	0.4918	−0.0135	0.3376

注 低压侧有多种电压时，该绕组的阻抗值对应于其中的最低电压，阻抗标么值对应于该电压级的基准电压。

院电力书库 http://www.400gb.com/shared/folder_4952973_57a8b289/

参 考 文 献

1 成都勘测设计院．水能设计．北京：电力工业出版社，1980

2 刘长垣译．电力系统的计划与运行．北京：水利电力出版社，1986

3 上海市能源研究会．能源技术手册．上海：上海科学技术出版社，1989

4 杨莳百．发电系统可靠性分析原理和方法．北京：水利电力出版社，1985

5 王锡凡主编．电力系统优化规划．北京：水利电力出版社，1990

6 能源部东北电力设计院鲁国栋主编．孔庆东副主编．火力发电厂厂址选择手册．北京：水利电力出版社，1990

7 孔庆东．核电厂厂址选择中的特殊问题．电力建设．1993 年．14：6～7

8 С. С. РОКОТЯН，И. М. Шапиро. Справочник по проектированию электро—энергетических систем. москва: энергоатомиздат，1985

9 西安交通大学主编．电力系统工程基础．北京：电力工业出版社，1981

10 [苏]П. С. 日丹诺夫著．电力系统稳定．张钟俊译．上海：龙门联合书局，1953

11 西安交通大学，清华大学，浙江大学等编．电力系统计算．北京：水利电力出版社，1978

12 [加]余耀南著．动态电力系统．何大愚等译．北京：水利电力出版社，1985

13 姚晴林．同步发电机失磁及其保护．北京：机械工业出版社，1981

14 何宏基．西北—西南电力系统联网运行实践．电网技术，1985. 7：22～55

15 缪耀珊等．牵引供电系统．北京：中国铁道出版社，1987

16 吴竞昌等．电力系统谐波．北京：水利电力出版社，1988

17 D. K. Geddey，D. C. Smith. Control of Harmonic Distorsion on Australian Electricity Supply Networks. CIGRE 1986

18 夏道止等．交直流电力系统中统一基波和谐波潮流解．西安：西安交通大学学报，1985 年 No. 5

19 国家计划委员会，建设部．建设项目经济评价方法与参数，第二版．北京：中国计划出版社，1993